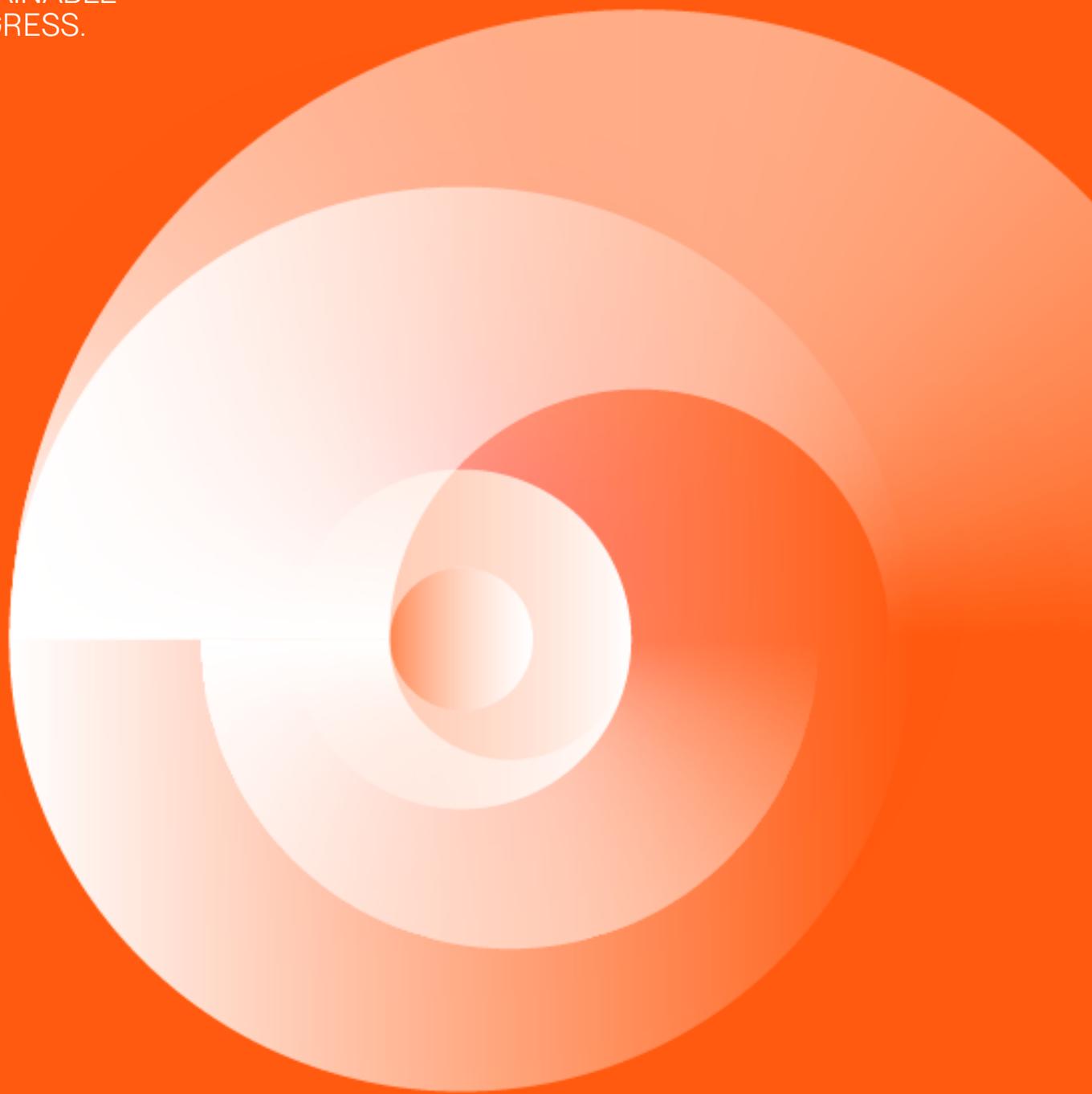


**OPEN
POWER
FOR A
BRIGHTER
FUTURE.**

WE EMPOWER
SUSTAINABLE
PROGRESS.



**Estados financieros consolidados intermedios
Enel Américas y subsidiarias**
2023

enel

Esta hoja esta intencionalmente sin contenido

CONTENIDO

I. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

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

II. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

	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 Intermedios
al 31 de marzo de 2023 (no auditado) y 31 de diciembre de 2022

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	Nota	al 31.03.2023	al 31.12.2022
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	2.376.031	1.121.693
Otros activos financieros corrientes	8	136.290	215.301
Otros activos no financieros corrientes	9	736.466	727.387
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	10	3.330.453	4.434.832
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	11	11.227	15.951
Inventarios corrientes	12	533.972	547.447
Activos por impuestos corrientes	13	114.096	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		7.238.535	7.184.689
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	6	4.170.633	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		4.170.633	579.141
Activos corrientes totales	<i>[Subtotal]</i>	11.409.168	7.763.830
Activos no corrientes			
Otros activos financieros no corrientes	8	4.505.879	4.169.809
Otros activos no financieros no corrientes	9	2.193.837	2.315.593
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	10	398.434	479.627
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	11	13	3.692
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	5.798	5.438
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	3.748.387	3.623.120
Plusvalía	16	1.486.683	1.512.845
Propiedades, planta y equipo	17	11.585.528	13.682.190
Propiedad de inversión		7.644	7.341
Activos por derecho de uso	18	176.779	345.939
Activos por impuestos diferidos	19	835.650	864.223
Activos no corrientes totales	<i>[Subtotal]</i>	24.944.632	27.009.817
TOTAL ACTIVOS		36.353.800	34.773.647

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS
**Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios
al 31 de marzo de 2023 (no auditado) y 31 de diciembre de 2022**

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	al 31.03.2023	al 31.12.2022
Pasivos corrientes			
Otros pasivos financieros corrientes	20	1.157.597	1.313.879
Pasivos por arrendamientos corrientes	21	22.561	34.905
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	24	4.635.792	4.305.679
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	11	1.509.698	1.351.875
Otras provisiones corrientes	25	158.929	180.410
Pasivos por impuestos corrientes	13	146.735	295.063
Otros pasivos no financieros corrientes	9	231.274	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		7.862.586	7.746.217
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	6	2.088.367	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		2.088.367	180.755
Pasivos corrientes totales	<i>[Subtotal]</i>	9.950.953	7.926.972
Pasivos no corrientes			
Otros pasivos financieros no corrientes	20	4.747.012	5.271.125
Pasivos por arrendamientos no corrientes	21	160.620	176.686
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	24	1.899.146	1.964.650
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	11	659.061	860.651
Otras provisiones no corrientes	25	624.975	639.533
Pasivo por impuestos diferidos	19	689.243	1.030.052
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	26	1.424.080	1.388.421
Otros pasivos no financieros no corrientes	9	46.932	68.439
Pasivos no corrientes totales	<i>[Subtotal]</i>	10.251.069	11.399.557
TOTAL PASIVOS		20.202.022	19.326.529
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	27.1.1	15.799.227	15.799.499
Ganancias acumuladas		6.017.338	5.715.317
Acciones propias en cartera		-	(272)
Otras reservas	27.5	(8.022.546)	(8.557.394)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	<i>[Subtotal]</i>	13.794.019	12.957.150
Participaciones no controladoras	27.6	2.357.759	2.489.968
PATRIMONIO TOTAL		16.151.778	15.447.118
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		36.353.800	34.773.647

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza
Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022 (no auditados)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ESTADOS DE RESULTADOS	Nota	2023	2022 (Reexpresado) (1)
Ingresos de actividades ordinarias	28	2.802.859	2.986.234
Otros ingresos, por naturaleza	28	337.045	435.408
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	<i>[Subtotal]</i>	3.139.904	3.421.642
Materias primas y consumibles utilizados	29	(1.809.838)	(2.016.127)
Margen de Contribución	<i>[Subtotal]</i>	1.330.066	1.405.515
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		43.141	53.423
Gastos por beneficios a los empleados	30	(163.082)	(171.375)
Gasto por depreciación y amortización	31	(222.297)	(237.362)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	31	-	-
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinadas de acuerdo con NIIF 9	31	(64.511)	(92.808)
Otros gastos por naturaleza	32	(265.346)	(282.019)
Resultado de Explotación	<i>[Subtotal]</i>	657.971	675.374
Otras ganancias (pérdidas)	33	17.587	489
Ingresos financieros	34	167.733	103.448
Costos financieros	34	(430.434)	(335.862)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	33	(44)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	34	17.548	78.938
Resultado por unidades de reajuste	34	60.737	57.094
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	<i>[Subtotal]</i>	491.175	579.437
Gasto por impuestos a las ganancias	19	(154.202)	(189.039)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		336.973	390.398
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		73.298	82.329
GANANCIA (PÉRDIDA)	<i>[Subtotal]</i>	410.271	472.727
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		307.311	365.869
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	27.6	102.960	106.858
GANANCIA (PÉRDIDA)		410.271	472.727
Ganancia por acción básica			
Ganancia (pérdida) por acción básica de Operaciones Continuas	US\$ / acción	0,00234	0,00277
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones discontinuadas	US\$ / acción	0,00052	0,00064
Ganancia (pérdida) por acción básica	US\$ / acción	0,00286	0,00341
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	107.279.890	107.279.890
Ganancias por acción diluidas			
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de Operaciones Continuas	US\$ / acción	0,00234	0,00277
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	US\$ / acción	0,00052	0,00064
Ganancias (pérdida) diluida por acción	US\$ / acción	0,00286	0,00341
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	107.279.890	107.279.890

(1) El estado de resultados consolidado incluido en los presentes estados financieros consolidados intermedios, a efectos comparativos, no coinciden con los aprobados al cierre de marzo 2022, 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 i)

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza (continuación)
Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022 (no auditados)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	2023	2022 (Reexpresado) (1)
Ganancia (Pérdida)		410.271	472.727
Remediación (pérdidas) del plan de beneficios definidos	26	(9.242)	2.889
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	(9.242)	2.889
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión	2.9	310.289	1.894.425
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		(3.813)	-
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(27.534)	(31.801)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		(11.541)	(42.376)
Otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	267.401	1.820.248
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	<i>[Subtotal]</i>	258.159	1.823.137
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		17	-
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	17	-
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		9.643	11.950
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	9.643	11.950
Total Otro resultado integral		267.819	1.835.087
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		678.090	2.307.814
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		572.139	2.009.115
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		105.951	298.699
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		678.090	2.307.814

(1) El estado de resultados consolidado incluido en los presentes estados financieros consolidados intermedios, a efectos comparativos, no coinciden con los aprobados al cierre de marzo 2022, 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

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado Intermedio

Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022 (no auditados)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado	Cambios en Otras Reservas													
	Capital emitido y pagado (1)	Acciones propias en cartera	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	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
Saldo Inicial al 01.01.2022	15.799.499	(272)	(5.190.194)	426	-	(697)	-	(5.180.465)	(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)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	365.869	365.869	106.858	472.727
Otro resultado integral	-	-	1.675.924	(64.293)	1.657	-	29.958	1.643.246	-	1.643.246	-	1.643.246	191.841	1.835.087
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.009.115	298.699	2.307.814
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(487.763)	(487.763)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	(71.478)	11.682	(1.657)	-	59.796	(1.657)	(378.657)	(380.314)	1.657	(378.657)	573.608	194.951
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	1.604.446	(52.611)	-	-	89.754	1.641.589	(378.657)	1.262.932	367.526	1.630.468	384.544	2.015.002
Saldo final al 31.03.2022	15.799.499	(272)	(3.585.748)	(52.185)	-	(697)	89.754	(3.546.876)	(3.923.453)	(7.472.329)	6.136.217	14.483.115	2.581.980	17.045.095
Saldo Inicial al 01.01.2023	15.799.499	(272)	(4.991.278)	(62.048)	-	(1.366)	-	(5.054.692)	(3.602.702)	(8.667.394)	6.715.317	12.957.160	2.489.968	15.447.118
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	307.311	307.311	102.960	410.271
Otro resultado integral	-	-	290.827	(27.790)	(5.290)	(2.505)	9.586	264.828	-	264.828	-	264.828	2.991	267.819
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	572.139	105.951	678.090
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(313.076)	(313.076)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	2.254	(3.987)	5.290	-	89.889	93.446	176.574	270.020	(5.290)	264.730	74.916	339.646
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera	(272)	272	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	(272)	272	293.081	(31.777)	-	(2.505)	99.475	358.274	176.574	534.848	302.021	836.869	(132.209)	704.660
Saldo final al 31.03.2023	15.799.227	-	(4.698.197)	(93.825)	-	(3.871)	99.475	(4.696.418)	(3.326.128)	(8.022.546)	6.017.338	13.794.019	2.357.769	16.151.778

(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 Intermedios, Directos
Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022 (no auditados)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022
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	4.560.427	4.913.404
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	5.371	6.829
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	13.629	6.669
Otros cobros por actividades de operación	191.604	185.856
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(2.809.329)	(3.151.742)
Pagos procedentes de contratos mantenidos para intermediación o para negociar	(208.292)	(226.221)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas	(11.709)	(14.801)
Otros pagos por actividades de operación	7.d (844.250)	(1.312.968)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones)		
Impuestos a las ganancias pagados	(137.663)	(163.766)
Otras entradas (salidas) de efectivo	(34.505)	(42.236)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	725.283	201.024
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 32.795	-
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	254.542	196.650
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	(234.025)	(227.446)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo	6.5 169.638	-
Compras de propiedades, planta y equipo	(491.125)	(395.963)
Compras de activos intangibles	(245.074)	(311.477)
Compras de otros activos a largo plazo	(5.432)	-
Cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros	10.a)(1).iii 1.245.922	-
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	(5.124)	(1.968)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	3.724	9.050
Cobros a entidades relacionadas	-	30.000
Intereses recibidos	36.551	12.962
Otras entradas (salidas) de efectivo	(1.269)	(5.564)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	761.123	(693.756)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		
Total importes procedentes de préstamos	7.f 677.131	781.509
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	386.046	109.189
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	291.085	672.320
Préstamos de entidades relacionadas	7.f 154.372	635.248
Reembolsos de préstamos	7.f (515.246)	(462.035)
Pagos de pasivos por arrendamientos	7.f (1.412)	(15.919)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	7.f (202.517)	(12.138)
Dividendos pagados	(113)	(92.561)
Intereses pagados	7.f (153.546)	(126.391)
Otras entradas (salidas) de efectivo	7.f 4.729	(25.352)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(46.602)	682.361
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	1.439.804	189.629
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	67.004	177.415
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	1.506.808	367.044
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 2.672.327	1.763.297

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados Intermedios

1.	Información general	13
2.	Bases de presentación de los estados financieros consolidados intermedios	14
2.1	Principios contables.....	14
2.2	Nuevos pronunciamientos y cambios contables.....	14
2.3	Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas.....	17
2.4	Sociedades subsidiarias.....	18
2.4.1.	Variaciones del perímetro de consolidación.....	19
2.4.2.	Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%.....	20
2.5	Entidades asociadas.....	20
2.6	Acuerdos conjuntos.....	21
2.7	Principios de consolidación y combinaciones de negocio.....	21
2.8	Moneda Funcional.....	23
2.9	Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera.....	23
	Índice General de Precios.....	24
	94,79% 24	
	16,07% 24	
	21,73% 24	
3.	Criterios contables aplicados	25
a)	Propiedades, planta y equipo.....	25
b)	Propiedad de inversión.....	27
c)	Plusvalía.....	28
d)	Activos intangibles distintos de la plusvalía.....	28
d.1)	Concesiones.....	28
d.2)	Gastos de investigación y desarrollo.....	29
d.3)	Costos incrementales de obtener un contrato.....	30
d.4)	Otros activos intangibles.....	30
e)	Deterioro del valor de los activos no financieros.....	30
f)	Arrendamientos.....	33
f.1)	Arrendatario.....	33
f.2)	Arrendador.....	34
g)	Instrumentos financieros.....	34
g.1)	Activos financieros no derivados.....	34
g.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	36
g.3)	Deterioro de valor de los activos financieros.....	36
g.4)	Pasivos financieros excepto derivados.....	37
g.5)	Derivados y operaciones de cobertura.....	38
g.6)	Baja de activos y pasivos financieros.....	39
g.7)	Compensación de activos y pasivos financieros.....	40
g.8)	Contratos de garantías financieras.....	40
h)	Medición del valor razonable.....	40
i)	Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	41
j)	Inventarios.....	42
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.....	42
l)	Acciones propias en cartera.....	43
m)	Provisiones.....	43
m.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.....	44
n)	Conversión de saldos en moneda extranjera.....	45
o)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	45
p)	Impuesto a las ganancias.....	45
q)	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	46
r)	Ganancia (pérdida) por acción.....	48
s)	Dividendos.....	48
t)	Gastos de emisión y colocación de acciones.....	49
u)	Estado de flujos de efectivo.....	49
4.	Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico	50
i.	Marco regulatorio.....	50
ii.	Límites a la integración y concentración.....	70
iii.	Mercado de clientes no regulados.....	71
5.	Combinaciones de negocios bajo control común	72
6.	Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas	75
6.1	Operación de venta de subsidiarias operativas en Perú.....	76
6.2	Operación de venta de Transmisora de Energía Renovable S.A.....	79
6.3	Operación de venta de Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE, Fontibón ZE.....	79
6.4	Operación de venta de Enel Generación Costanera e Inversora Dock Sud.....	80
6.5	Venta de activos vinculados a la concesión de Enel CIEN.....	81
7.	Efectivo y equivalentes al efectivo	82
8.	Otros activos financieros	84
9.	Otros activos y pasivos no financieros	85

10. Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	87
11. Saldos y transacciones con partes relacionadas	90
11.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	90
a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	90
b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	91
c) Transacciones significativas y sus efectos en resultados.....	92
d) Transacciones significativas Enel Américas.....	92
11.2 Directorio y personal clave de la gerencia.....	96
11.3 Retribución del personal clave de la gerencia.....	98
a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia.....	98
b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.....	98
11.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	98
11.5 Programa de Unidades de Acciones Restringidas.....	98
12. Inventarios	99
13. Activos y pasivos por impuestos	99
14. Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	100
14.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	100
15. Activos intangibles distintos de la plusvalía	102
16. Plusvalía	105
17. Propiedades, planta y equipo	108
18. Activos por derecho de uso	111
19. Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos	113
a) Impuesto a las ganancias.....	113
b) Impuestos diferidos.....	114
20. Otros pasivos financieros	117
a) Préstamos que devengan intereses.....	118
b) Obligaciones con el Público No Garantizadas.....	123
c) Obligaciones con el Público Garantizadas.....	126
d) Deuda de cobertura.....	127
e) Otros aspectos.....	127
f) Flujos futuros de deuda no descontados.....	128
21. Pasivos por arrendamientos	129
21.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos.....	130
21.2 Flujos futuros de deuda no descontados.....	132
22. Política de gestión de riesgos	133
23. Instrumentos financieros	138
23.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.....	138
23.2 Instrumentos derivados.....	139
23.3 Jerarquías del valor razonable.....	141
24. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes y no corrientes	142
25. Provisiones	143
26. Obligaciones por beneficios post empleo	144
26.1 Aspectos generales.....	144
26.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros.....	145
26.3 Otras revelaciones.....	149
27. Patrimonio	150
27.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	150
27.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión.....	151
27.3 Gestión del capital.....	152
27.4 Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio).....	152
27.5 Otras Reservas.....	152
27.6 Participaciones no controladoras.....	154
28. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos	155
29. Materias primas y consumibles utilizados	155
30. Gastos por beneficios a los empleados	156
31. Gasto por depreciación, amortización y pérdida por deterioro de propiedades planta y equipos y activos financieros de acuerdo a NIIF 9	156
32. Otros gastos por naturaleza	157
33. Otras ganancias (pérdidas)	157
34. Resultado financiero	158
35. Información por segmento	160
35.1 Criterios de segmentación.....	160
35.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros.....	163
35.3 Países.....	166
35.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países.....	169
36. Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros compromisos	175
36.1 Garantías directas.....	175
36.2 Garantías indirectas.....	176
36.3 Litigios y arbitrajes.....	177
36.4 Restricciones financieras.....	186
36.5 Contingencia por COVID-19.....	190
36.6 Otras informaciones.....	190
37. Dotación	194
38. Sanciones	195
39. Medio ambiente	196
40. Información financiera resumida de subsidiarias	197
41. Hechos posteriores	199
Anexo N°1 Sociedades que componen el Grupo Enel Américas	200
Anexo N°2 Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera	205
Anexo N°3 Información adicional oficio circular N° 715 del 3 de febrero de 2012	208
Anexo N°3.1 Información complementaria de cuentas comerciales	211
Anexo N°3.2 Estimaciones de ventas y compras de energía, potencia y peaje	215
Anexo N°4 Detalle vencimiento proveedores	216

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERIODO TERMINADO AL 31 DE MARZO 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 14.711 trabajadores al 31 de marzo de 2023. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el primer trimestre de 2023 fue de 14.793 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 intermedios

2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas al 31 de marzo de 2023, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 27 de abril de 2023, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enel Américas y sus subsidiarias al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022, y sus correspondientes notas. Estos estados financieros consolidados intermedios incluyen toda la información y revelaciones requeridas en un estado financiero anual.

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

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 períodos 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
Enmienda a NIC 12: <i>Impuesto Diferido relacionado con Activos y Pasivos que surgen de una Transacción Única</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 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 adopción de estas enmiendas no generó impactos en los estados financieros consolidados del Grupo en la fecha de aplicación inicial.

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 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.

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 periodos anuales iniciados a partir del:
Enmienda 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 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 se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros consolidados del Grupo.

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

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

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

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

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

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

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

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

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

- 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 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, plantas y equipos 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).

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

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

- i. 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.
- ii. 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.
- iii. 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.

2022

- iv. 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.
- v. 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.
- vi. 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.
- vii. 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). Para más detalle, ver nota 6.4.
- viii. 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.
- ix. Durante el período 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.
- x. 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. Para más detalle, ver nota 6.4.

- xi. 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 31.03.2023			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 Obligada S.A.	Argentina	Peso argentino	-	40,90%	40,90%	-	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%

- (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.
- (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.

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 31.03.2023			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”.

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 americanos 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 a 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 a 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, plantas y equipos.

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 a 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 2022	94,79%
Desde enero a marzo de 2022	16,07%
Desde enero a marzo de 2023	21,73%

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 31.03.2023		al 31.12.2022		al 31.03.2022
	Cierre	Medio	Cierre	Medio	Medio
Peso argentino	209,01	208,99	177,16	177,11	110,99
Real brasileño	5,08	5,19	5,22	5,16	5,23
Sol peruano	3,77	3,82	3,82	3,83	3,81
Peso colombiano	4.627,27	4.761,48	4.810,20	4.247,75	3.909,52

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

3. Criterios contables aplicados

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

a) **Propiedades, planta y equipo**

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

- Los gastos financieros devengados durante el 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, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el 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, plantas y equipos, de acuerdo a los criterios establecidos en la Nota 3.f.

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

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	10 – 85
Planta y equipos	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 Plantas y equipos:

	Intervalo de años de vida útil estimada
Plantas y equipos de generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10 – 85
Equipo electromecánico	10 – 60
Centrales de Carbón/Fuel	10 – 40
Centrales Ciclo Combinado	10 – 50
Plantas y equipos 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	65 años
Enel Generación El Chocón S.A. (Generación) (*)	Argentina	1993	30 años	4 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 Generación Fortaleza S.A. (Generación)	Brasil	2001	30 años	9 años
Enel CIEN S.A. (Garabi I) (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) vence el 11 de agosto de 2023. Dicho contrato no prevé extensión de la misma 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, la concesionaria deberá continuar a cargo del complejo Hidroeléctrico y cumplir con todas sus obligaciones durante el plazo que fije el regulador, hasta un máximo de 12 meses a partir de la fecha de la resolución del 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 a 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 6.5

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, plantas y equipos 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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 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	4 años
Enel Distribución Ceará S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1997	30 años	6 años
Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande) (Generación) (**)	Brasil	2017	30 años	25 años
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1998	30 años	6 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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 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, plantas y equipos, de la plusvalía, y del activo intangible a nivel de cada UGE, el valor en uso es el enfoque utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso 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 2022 fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	31-12-2022	
		Mín.	Máx.
Argentina	Peso argentino		14,3%
Brasil	Real brasileño		3,6%
Perú	Sol peruano	2,0%	2,4%
Colombia	Peso colombiano		3,0%
Costa Rica	Dólar estadounidense		2,0%
Guatemala	Dólar estadounidense	2,0%	4,0%
Panamá	Dólar estadounidense		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 2022 fueron las siguientes:

País	Moneda	31-12-2022	
		Mín.	Máx.
Argentina	Peso argentino	67,9%	112,3%
Brasil	Real brasileño	9,6%	22,4%
Perú	Sol peruano	8,7%	15,4%
Colombia	Peso colombiano	12,6%	14,2%
Costa Rica	Dólar estadounidense	9,3%	12,3%
Guatemala	Dólar estadounidense	9,3%	10,4%
Panamá	Dólar estadounidense	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 período 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 período 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 revertidas 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 valorizadas 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, 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 a 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. En el caso de derivados financieros, si su valor es positivo se registran en el rubro “Otros activos financieros” y si es negativo en el rubro “Otros pasivos financieros”. Si se trata de derivados sobre commodities, el valor positivo se registra en el rubro “Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar” y si es negativo en el rubro “Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar”.

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

- **Coberturas de valor razonable:** la parte del subyacente para la que se está cubriendo el riesgo se valora por su valor razonable al igual que el instrumento de cobertura, registrándose en el estado de resultados integrales las variaciones de valor de ambos, neteando los efectos en el mismo rubro del estado de resultados integrales.
- **Coberturas de flujos de efectivo:** los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, en una reserva del Patrimonio Total denominada “Coberturas de flujo de caja”. La pérdida o ganancia acumulada en dicho rubro se 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, entendiendo 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 período 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 período, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del 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 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 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 01 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 le 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 jueves 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 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 de los 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).

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 dispondrán de 90 días para efectuar la auditoria de procesos, 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. Más 30 días adicionales para elevar el Informe Final al Interventor del ENRE.

El día 22 de marzo mediante su resolución N° 306/23 el ENRE instruyo a EDESUR a determinar la evolución diaria de la cantidad de personas usuarias afectadas, durante el mes de marzo de 2023, sin considerar las interrupciones de duración menor o igual a tres (3) minutos, las interrupciones invocadas ante el ENRE como originadas por la realización de obras de inversión destinadas a mejoras de la calidad en la red de Media Tensión (MT) o Baja Tensión (BT) y aquellas interrupciones para las que haya invocado o invocase ante este Ente Nacional causales de Caso Fortuito o Fuerza Mayor. Y en caso de configurarse la causal de Afectación Extraordinaria de la Prestación del Servicio establecida en el Contrato de Concesión (5 ó más días con 70.000 usuarios sin suministro), a resarcir a los usuarios residenciales por cada una de las interrupciones que los haya afectado durante dicha afectación y cuya duración resultase mayor o igual a 10 horas.

El día 21 de marzo de 2023 el ENRE emitió su resolución N° 307 la cual dispone la intervención de control y fiscalización de la empresa EDESUR por el plazo de ciento ochenta (180) días a partir de la notificación de la misma. designando como interventor al Ingeniero Jorge Horacio Ferraresi, quien fiscalizará y controlará todos los actos de administración habitual y de disposición vinculados a la normal prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, y a cuyos efectos contará con las facultades para asignar los recursos humanos necesarios a fin de que lo asistan en la función encomendada.

Con fecha 20 de abril de 2023, el ENRE emitió la Resolución No 363, mediante la cual da inicio al proceso de renegociación tarifaria integral (RTI) para las empresas de distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción nacional, Edesur y Edenor S.A., a partir del 1° de junio de 2023. El ENRE elaborará las pautas y el cronograma de desarrollo que regirá el proceso en un plazo de 30 días. Además, encomendó a su Departamento Administrativo realizar todos los actos tendientes a la contratación de los servicios de un grupo consultor independiente de reconocida experiencia en el sector.

Por último, 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 la Sociedad el 20 de abril pasado.

b) Brasil

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. La Revisión Tarifaria de Enel Distribución Ceará tendrá lugar en abril de este año y la de Enel Distribución São Paulo en julio.

Las últimas modificaciones tarifarias se resumen a continuación:

Empresa	Fecha de ajuste de tarifa	Aumento medio de ajuste	
		Alta tensión	Baja tensión
Enel Distribución Rio	Marzo de 2023	-4,91%	+6,18%
Enel Distribución Ceará	Abril de 2022	+24,16%	+25,09%
Enel Distribución Ceará (RTE)	Julio de 2022	-2,96%	-3,02%
Enel Distribución Sao Paulo	Julio de 2022	+18,03%	+10,15%

La Ley N° 14.385, de 27 de junio de 2022, establece que la ANEEL debe insertar en los procesos tarifarios los valores íntegros del reembolso del crédito PIS/COFINS de juicios definitivos e inapelables que versan sobre la exclusión del ICMS de su base de cálculo. Así como promover la revisión tarifaria extraordinaria (RTE) de las

distribuidoras que ya hayan tenido sus reajustes realizados con anterioridad a la citada Ley. Ante este hecho, las tarifas de Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Rio de Janeiro fueron reajustadas el 12 de julio de 2022 mediante Resoluciones n° 3.061 y n° 3.064, respectivamente, esta última se encuentra pendiente de aplicación dado que el 4 de agosto de 2022 la ANEEL publicó el Despacho n° 2.104, suspendiendo la revisión extraordinaria de la Enel Distribución Rio, debido a la decisión judicial en la cual ANEEL aún no ha juzgado la solicitud de revisión extraordinaria por los efectos ocurridos durante la Pandemia de COVID-19.

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.

Metodología aprobada para mejorar la señal de localización de Tarifas de Transmisión – TUST

El 20 de septiembre, el Directorio de ANEEL aprobó la nueva metodología para el cálculo de las Tarifas por Uso del Sistema de Transmisión (TUST) y las Tarifas por Uso del Sistema de Distribución para centrales de generación. En cinco ciclos tarifarios, de 2023 a 2028, la Agencia promoverá la intensificación gradual de la señal de localización, es decir, un realineamiento de los costos de transmisión para equilibrar el cargo por el uso del Sistema Interconectado Nacional (SIN), como consecuencia aumentando el costo de transmisión para los generadores que están más distante de la carga.

Apertura del Mercado – Ordenanza n°50/2022

El 28 de septiembre, el MME (Ministerio de Minas y Energía) publicó la Ordenanza N° 50/2022, que permite, a partir de enero de 2024, la compra de energía eléctrica a cualquier proveedor por parte de los consumidores que tienen tarifa binomial, es decir, que contratan demanda y energía. En este grupo de clientes se encuentran aquellos conectados a voltajes superiores a 2.3KV y aquellos atendidos por un sistema de distribución subterráneo. Con la medida, alrededor de 106 mil nuevas unidades podrían migrar al mercado libre.

Subasta CIEN

En diciembre de 2022 se realizó la subasta de la concesión de interconexión CIEN Brasil-Argentina (Garabi I y Garabi II) y TAESA se adjudicó el lote. El 30 de marzo de 2023, el adjudicatario de la licitación pagó a Enel una indemnización de 156,3 millones de euros (tipo de cambio 5,57 BRL/EUR) por los activos pendientes de amortizar. El mismo día, el nuevo concesionario firmó el contrato de concesión y empezó a administrar los activos.

Actualización tarifaria de Itaipú: La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) aprobó, el 29 de diciembre, la tarifa de energía producida por la usina de Itaipu Binacional. La tarifa de traspaso es el valor que deben pagar las distribuidoras por la adquisición de energía de la usina hidroeléctrica de Itaipú. El nuevo valor representa una variación de -34,53% con relación a la tarifa vigente en 2022, totalizando EUR \$ 15,15 /kW.mes (US\$ 16,19/ kW.mes) y entrará en vigencia el 1 de enero de 2023.

Respuesta de la demanda: En Octubre/22 se inició el programa estructural de respuesta de la demanda (RD), en el cual la RD es considerada un recurso adicional para el sistema eléctrico y no solo un reemplazo de la generación térmica fuera de orden de mérito. Inicialmente el programa comercializa apenas el producto del día siguiente (D-1). Pueden participar consumidores libres y agregadores de carga, que ofrecen semanalmente reducciones de demanda, las cuales deben ser confirmadas el día anterior a la entrega.

En el mismo período, ANEEL publicó la Resolución Autorizante N° 12.600/2022, que creó el ambiente sandbox para el testeo del producto de RD por disponibilidad (D-Disp). Este programa tiene duración de 2 años, dentro de los cuales el operador del sistema contratará el recurso de consumidores y agregadores vía subasta. Al final del período de experimentación, ANEEL evaluará el resultado para establecer reglas estructurales para el producto de pago por disponibilidad.

Revisión ordinaria de Garantía Física de centrales hidroeléctricas

El 30 de noviembre, el MME publicó la portaría 709/2022 con la revisión ordinaria de Garantía Física de centrales hidroeléctricas de despacho centralizado en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que ocurre a cada 5 años. Las centrales hidroeléctricas Cachoeira Dourada y Volta Grande tuvieron una reducción de 5% de la Garantía Física vigente, siendo 374,6 y 219,1 MWmed, respectivamente. La revisión para estas centrales ya era esperada por la compañía.

Revisión de Garantía Física de centrales eólicas

El 15 de diciembre, el Ministerio de Minas y Energía (MME) publicó la Portaria 1851/2022 con la revisión anual de Garantía Física de centrales eólicas. La central eólica Ventos de Santa Dulce tuvo un incremento del 26% de la Garantía Física vigente. La revisión resultó como esperaba la compañía.

Renovación de concesiones de distribución

Entre 2025 y 2031 vencen 20 concesiones de distribución de energía, atendiendo al 57% del número de consumidores en Brasil. En abril, el Ministerio de Energía iniciará la discusión pública sobre los lineamientos y reglas para la renovación de concesiones y espera regular la materia en el primer semestre de 2023. Hasta 3 años antes del término de su concesión, las distribuidoras deberán informar al ministerio de su interés en la renovación. El contrato de concesión de Enel Distribuição Rio vence en 2026, seguido de Enel Distribuição São Paulo y Enel Distribuição Ceará en 2028. Enel está colaborando con la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica (ABRADEE) para proponer términos y condiciones generales para la renovación. Junto con Light, el grupo discute las condiciones específicas de las concesiones de Río de Janeiro, en particular, el tratamiento adecuado de las pérdidas y los incumplimientos en las áreas de riesgo (Territorios con un alto índice de violencia, donde los distribuidores no pueden operar).

c) Colombia

En el año de 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, 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, 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 compuesto 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 clientes libres mediante contratos bilaterales.

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 y/o Subasta de Contratación de Largo Plazo - SCLP. 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 Renovables no Convencionales de Energía (FRNCE).

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 entre 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 agosto de 2022, La CREG publicó la Resolución CREG 101-020 de 2022, estableciendo para el Mercado de Energía Mayorista un nuevo mecanismo de contratación tanto para atender la demanda del mercado regulado como la del no regulado presentado por Derivex S.A. E.S.P. y la Cámara de Riesgo Central de Contraparte donde pueden participar generadores y comercializadores a través de comisionista de bolsa. En agosto de 2022, Mediante la Resolución CREG 101 018 de 2022 la Comisión de Energía y Gas - CREG creo el Sistema de Información del Mercado de Energía Mayorista, SIMEM, con el objeto de contar con un sistema centralizado de información del comportamiento de variables del mercado de energía mayorista, que permita unificar y publicar la información relevante para la toma de decisiones entre participantes del mercado y terceros interesados.

En el mismo mes, a través de la Resolución 101-024 de 2022, la CREG definió los procedimientos, y adoptó otras disposiciones para la realización de las subastas del cargo por confiabilidad que se lleven a cabo a partir de la entrada en vigencia de la norma, así como las obligaciones de los participantes de estas subastas. La medida también estableció disposiciones adicionales para los responsables de asignaciones de obligaciones de energía firme.

Cabe destacar también la Resolución 101-025 de 2022, mediante la cual la CREG modificó la Resolución 075 de 2021, estableciendo medidas que flexibilizan la norma previa en lo referente a la modificación de la Fecha de Puesta en Operación (FPO) por causales propias de los agentes, cuando los proyectos cuentan con un considerable nivel de avance (superior al 60% de avance).

En diciembre de 2022, La Comisión publicó en definitiva la Resolución CREG 101 035 DE 2022 que modifica la CREG 101 010 de 2022, que tiene que ver con el cronograma de asignación de capacidad de transporte de proyectos clase 1 de que trata la Resolución CREG 075 de 2021, en específico lo relacionado sobre el pronunciamiento de la UPME de la posición asignada a cada proyecto en las filas 1 y 2, y sobre los conceptos de conexión para dichos proyectos, pasando del 30 de diciembre de 2022 al 28 de febrero del 2023. Así mismo amplía el plazo de la implementación de la ventanilla única hasta el 30 de junio de 2023 (antes 31/Dic/22).

En diciembre de 2022, mediante la Circular CREG 123 de 2022 la Comisión puso en conocimiento de los usuarios y prestadores de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica, gas combustible y combustibles líquidos, las instituciones relacionadas con estos sectores y demás interesados, la Agenda Regulatoria Indicativa para la vigencia 2023. Se destacan los siguientes temas en Energía Eléctrica: i) Revisión reglas de asignación de OEF a plantas existentes (Proyecto de resolución 133 de 2021) ii) Revisión precio de bolsa (Resolución definitiva de la propuesta aprobada para consulta, proyecto 701 025) iii) Estudio: Nuevos modelos de comercialización (Comunidades energéticas, productor marginal, P2P, recursos energéticos distribuidos, responsabilidades) vi) Armonización regulatoria interconexión Colombia Panamá Reglamentos Decisión CAN 816. En Gas Natural: i) Límites usuarios no regulados ii) Comercialización de los servicios de regasificación y en Transversal: i) Indexador: Continuación del trabajo que se ha venido realizando con el Banco de la República y el DANE para la definición de un indexador que refleje las especificidades de los sectores regulados por la CREG. Por su parte, destacamos además la expedición definitiva de la Medición inteligente AMI para el primer semestre de 2023 y las bases para la metodología de la actividad de distribución como la nueva metodología de remuneración de la actividad de comercialización, ambas para el primer semestre de 2023.

En el caso de las subastas de contratos de largo plazo de FRNCE, se encuentran respaldados por la promulgación de 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 establece el marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, donde entre otros se establecen los beneficios tributarios que se establecen como incentivos.

En febrero de 2022, la CREG publicó la Resolución 101 002 de 2022, que permite incluir las compras que realicen los comercializadores en los mecanismos autorizados como resultado de la aplicación de la Resolución CREG 114 de 2018, para la atención de demanda regulada. En el mismo mes la Comisión publicó la Resolución CREG 101 004, estableciendo la asignación de las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad para plantas existentes para los períodos 2023-2024, y 2024-2025.

Durante abril de 2022 el Ministerio de Minas y Energía publicó y puso en marcha la Hoja de Ruta de Energía Eólica Costa Afuera, como producto de un trabajo entre el Ministerio y el Banco Mundial. Dentro de la puesta en marcha se indicó que el país cuenta con un potencial desarrollable de 50 GW, en 12.200 km² de áreas identificadas en costas de Atlántico, Bolívar, Magdalena y Guajira a partir de lo cual se plantearon como metas 1 GW instalados en 2030, 3 GW al año 2040, y de 9 GW al año 2050, con un estimado de USD 27 Billones de inversiones requeridas, también partir de noviembre de 2021 y a través de la CREG 148 de 2021 se han reglamentado la conexión y

operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW.

En agosto de 2022, mediante la Resolución MME 40283 de 2022 el Ministerio de Minas y Energía publicó los lineamientos para incentivar y aumentar la incorporación de los recursos energéticos distribuidos en el sistema eléctrico colombiano. Los recursos energéticos distribuidos están relacionados con los mecanismos de Respuesta de la Demanda, los vehículos eléctricos, la Generación Distribuida, los sistemas de Almacenamiento y la autogeneración, cualquier cliente puede acceder a la red de distribución pagando un cargo de conexión y/o un cargo de uso.

En el mes de octubre, el Ministerio de Minas y Energía publicó el Plan de Inversiones para Colombia bajo el Programa de Integración de Energía Renovable de los Fondos de Inversión Climática (CIF-REI), el cual tiene por objetivo apoyar la transición energética justa del país. El presupuesto CIF-REI para Colombia será de hasta US\$70 millones en cofinanciamiento, que se espera movilice aproximadamente US\$230 millones provenientes de bancos multilaterales de desarrollo, bancos nacionales de desarrollo (Bancóldex y FDN), mercados de financiamiento de carbono y los sectores público y privado, proporcionando financiamiento en condiciones favorables y asistencia técnica no reembolsable.

Como resultado de los debates en el Congreso, se propusieron dos modificaciones al proyecto Reforma Tributaria para que las generadoras paguen más impuestos. De esas propuestas fue acogida una que se incluyó de manera oficial en el proyecto de ley y que finalmente hizo parte de la ley expedida por el presidente (Ley 2277 de 2022), por medio de la cual las hidroeléctricas tendrán una sobretasa de 3pp para los años 2023 a 2026.

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.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) define la metodología de remuneración de las redes de distribución. 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%.

En marzo de 2022, la CREG publicó la resolución 101 001 de 2022 de Implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada, la cual tiene carácter definitivo y se basa en los borradores de regulación emitidos previamente por la CREG, en particular basado en la resolución CREG 219 de 2020 incorporando además el contenido del artículo 56 de la Ley 2099 de 2021 y manteniendo la implementación de AMI bajo la responsabilidad del OR, la propuesta de la constitución del Gestor de Datos-GIDI; además, indica al OR presentar un plan de implementación de AMI basado en un análisis del Beneficio/Costo, incorpora lineamientos generales de empoderamiento al usuario, asigna hasta el 15% del costo base de comercialización al proyecto AMI, sin incluir

los medidores y se plantean las fases de desarrollo, incluyendo usuarios existentes y nuevos usuario. Esta resolución será revisada por la CREG con el fin de incorporar la sentencia C-186/22 del 1° de junio, mediante la cual la Corte Constitucional declara inexecutable el artículo 56 de la Ley 2099 de 2021, que no permitía trasladar a los usuarios, los costos relacionados con la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores inteligentes.

En septiembre de 2022, producto de una controversia nacional originada en las altas tarifas de energía que vienen pagando los usuarios en el país, y que se ha dado también en el Congreso de la República con múltiples debates de control político a todas las entidades del sector, la CREG emitió las Resoluciones CREG 101-027, 101-028, 101-029 y 101-031, las cuales contienen medidas que buscan: (i) mitigar el alto impacto que tienen los indexadores inflacionarios sobre las componentes de transmisión y distribución de energía de la tarifa, (ii) establecer una optimización en los costos de arranque y parada en plantas térmicas, en aras de reducir costos de restricciones, (iii) abrir un mecanismo voluntario para que los comercializadores que atiendan usuarios finales, los comercializadores y los generadores desarrollen negociaciones para renegociar los precios, tiempos e indexadores de los contratos bilaterales de energía eléctrica, y (iv) establecer un mecanismo para permitir a los comercializadores diferir los pagos que deben realizar en el mercado mayorista y a los transmisores y los operadores de red.

En diciembre de 2022, la Comisión de Regulación de Comunicaciones (CRC) dio a conocer su documento de Agenda Regulatoria para el periodo 2023-2024, el cual contiene 26 iniciativas (entre proyectos regulatorios, actividades y estudios), que se enmarcan en cinco pilares estratégicos: (i) Bienestar y derechos de los usuarios y las audiencias, (ii) Mercados y competencia, (iii) Innovación y mejora regulatoria, (iv) Gestión de grupos de valor y (v) Fortalecimiento institucional.

El Gobierno Nacional presentó al Congreso de la República el Plan Nacional de Desarrollo, que por Ley debe ser aprobado por dicha Corporación hasta el 7 de mayo de 2023. Este Plan es la hoja de ruta del Gobierno para los próximos 4 años. Como parte del trabajo adelantado, se han llevado a cabo los análisis tanto de los textos como de las discusiones que se han realizado sobre el tema para identificar los impactos para la compañía. Por la naturaleza de este proyecto, se han incluido disposiciones que modifican aspectos de toda la cadena del sector.

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 227 de 16 de febrero de 2023.

En febrero de 2023, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG publicó la Resolución CRE 101 005 de 2023, por la cual amplía el período de aplicación de la Resolución CREG 101 029 de 2022, en cuanto a la ampliación de las medidas transitorias para diferir las obligaciones de pago de los comercializadores ante el ASIC y LAC por otros cuatro (4) meses y hasta un 20% reconociendo los intereses respectivos.

En febrero de 2023, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG publicó la Resolución CRE 101 008 de 2023 por la 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 el mismo mes de febrero, mediante la Resolución 101 034A de 2022, la CREG expidió la norma mediante la cual se fijó la oportunidad para llevar a cabo la subasta de asignación de las obligaciones de energía firme (OEF) del cargo por confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2027 y el 30 de noviembre de 2028. De esa forma la CREG convocó a todas las personas jurídicas, personas naturales o agentes que representen comercialmente plantas o unidades de generación existentes, existentes con obras, especiales y nuevas, en los términos establecidos en la Resolución CREG 101 024 de 2022, a participar en la subasta de asignación de OEF. Será el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) quien llevará a cabo esta subasta de asignación.

En marzo de 2023, El Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución 4 0234 de 2023, por la cual delegan funciones a la ANH. Lo anterior bajo el supuesto que en el ejercicio de la administración del recurso hidrocarburífero del país, la ANH cuenta con la suficiente experiencia, capacidad técnica y financiera para adelantar los procesos de investigación que contribuirán a la continuidad del diseño de la política que permite el aprovechamiento de las Fuentes No Convencionales de Energía y por tanto en el diseño de la política de transformación energética.

Igualmente, en marzo de 2023, mediante resoluciones CREG 101-006/23 y 101-007/23, la Comisión 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.

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.º 8345.

La Ley N.º 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. El ICE como único comprador de energía eléctrica y fijador de precios, por lo cual no existe un mercado spot ni clientes libres.

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.

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.

El 29 de marzo del 2022 se dictaminó afirmativamente en la Comisión de Gobierno y Administración de la Asamblea el proyecto de ley No. 22561: Ley Para La Autorización A Los Generadores De Electricidad Para La Venta De Excedentes De Energía En El Mercado Eléctrico Regional, este proyecto de ley busca habilitar a los generadores de electricidad para ser agentes en el Mercado Eléctrico Regional para que puedan vender energía, ya que actualmente el Instituto Costarricense de Electricidad es el único agente autorizado para vender energía por parte de Costa Rica.. Ahora el proyecto deberá seguir su trámite de aprobación y ser aprobado por el Plenario Legislativo en dos debates.

El Ministerio de Ambiente y Energía publicó el pasado 29 de septiembre de 2022 el Reglamento al capítulo III de la ley N° 9518, Ley de Incentivos y promoción para el transporte eléctrico, (modificada por la Asamblea Legislativa a través de la Ley No. 10209, sobre Incentivos al Transporte Verde). Esta norma del MINAE reglamenta la aplicación de incentivos fiscales temporales para vehículos eléctricos y sus insumos, así como una exoneración temporal del impuesto a la propiedad de vehículos eléctricos.

En diciembre de 2022 la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos – ARESEP, a través de la Intendencia de Energía, fijó de oficio la tarifa promocional para el suministro de energía eléctrica asociado y dedicado a los centros de recarga en plantel para autobuses eléctricos. Realizada la aplicación del procedimiento de cálculo publicado por la ARESEP, se obtuvo finalmente una tarifa plana aplicable T-BE de 53,42 colones/kWh, presentando una reducción de 3,67 colones/kWh frente a la anterior fijación, la cual fue realizada a través de la resolución RE-0112-IE-2020, del 11 de noviembre de 2020.

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, instalen, 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.

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.

El 18 de julio de 2022 el Ministerio de Energía y Minas publica el Acuerdo Ministerial No. 180-2022, mediante el cual se califica al hidrogeno verde como un recurso energético renovable, incluyéndolo en esta clasificación, y por lo tanto quedando cubierto por la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable. Esto permitirá a los nuevos proyectos de hidrógeno verde gozar de beneficios de exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado -IVA-, cargas y derechos consulares sobre la importación de maquinaria y equipo; igualmente estos proyectos también podrán estar exentos por 10 años del pago del Impuesto Sobre la Renta impuesto y el IEMA.

El 29 de agosto de 2022 se publica la Ley de Incentivos para la Movilidad Eléctrica, mediante el Decreto 40-2022, la cual fue complementada posteriormente por el Acuerdo Gubernativo 295 de noviembre de 2022. Estas leyes tienen como objetivo principal facilitar y promover la importación, compraventa y uso de vehículos eléctricos, híbridos, de hidrógeno y sistemas de transporte eléctrico en Guatemala, reglamentando los incentivos fiscales que se otorguen por el uso de este tipo de transporte.

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.

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 el marco de la Resolución de Gabinete N° 93 de noviembre de 2020 que estable lineamientos de Transición Energética propuesto por la Secretaría Nacional de Energía, en enero de 2022, el Consejo de Gabinete aprobó la Resolución de Gabinete No.5 con la Estrategia Nacional de Generación Distribuida (ENGED). A fin de tomar en cuenta las diversas trayectorias de desarrollo de la GD, se proyectaron tres posibles escenarios de desarrollo de GD al 2030: tendencial (250MW, 2%), conservador (950MW, 7%), y optimista (1700MW, 14%). La estrategia contempla 6 líneas de acción, que incluyen la simplificación y digitalización de trámites para instalaciones de GD, el incremento de límites de capacidad instalada, implementar la posibilidad de venta o comercialización de los excedentes, la regulación para instalaciones comunicatorias y remotas, modificación de autoconsumo y ampliación de los límites y la evaluación, adecuación e implementación de estándares técnicos.

En junio de 2022, el Consejo de Gabinete aprobó la Resolución de Gabinete No.66 con la Estrategia Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (ENUREE), la cual fija reducir el consumo final de electricidad en un 15% y el consumo final de combustibles en 3% para 2030. Entre las recomendaciones de la hoja de ruta está la implementación de un fondo para apoyar la disponibilidad de líneas de crédito “verdes” para el sector privado, la incorporación de energías renovables en el diseño de edificios nuevos y ya construidos, el desarrollo de un mercado de servicios energéticos y el refuerzo de las campañas de información.

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.

Con el fin de ejecutar una estrategia para la gestión y monitoreo del desarrollo económico y social del país bajo en carbono, el presidente de la República y el ministro de Ambiente, firmaron el Decreto Ejecutivo N°100 de 20 de octubre de 2020, que crea el Programa Nacional Reduce Tu Huella. Este decreto reglamenta, además, el Capítulo II del Título V del Texto Único de la Ley 41 de 1 de julio de 1998, por el cual se regirá la elaboración de los inventarios nacionales de emisiones de Gases de Efectos Invernadero GEI por fuentes y absorciones por sumideros de carbono. Además, establece la creación de la Plataforma Nacional de Transparencia Climática, adscrita al Sistema Nacional de Información Ambiental (SINIA) del MiAMBIENTE, como mecanismo oficial para la gestión, monitoreo, reporte y registro de las iniciativas nacionales que encaminan al país hacia el desarrollo sostenible, inclusivo, bajo en emisiones y resiliente, en vías al cumplimiento del Acuerdo de París. Con esta firma, se le otorga un mandato legal al Ministerio de Ambiente para iniciar con el proceso de diseño e implementación del Mercado Nacional de Carbono de Panamá.

En noviembre de 2020, el Consejo de Gabinete aprobó la Resolución de gabinete N°93 con los lineamientos estratégicos de transición energética propuesto por la Secretaría Nacional de Energía, medidas que buscan incentivar la inversión en el sector, mejorar la competitividad y llevar la electrificación a las comunidades puntualizadas en el Plan Colmena. Las cinco estrategias definidas contempladas en materia energética se clasifican en: acceso universal, uso racional y eficiente de la energía, movilidad eléctrica, generación distribuida, innovación del sistema interconectado nacional y una estrategia transversal para el fortalecimiento institucional.

El Decreto Ejecutivo No. 142 del 9 de diciembre de 2021 establece de forma progresiva y gradual el Mercado Nacional de Carbono de Panamá, estableciendo sus componentes: a) Registro de Emisiones, conformado por el Programa RTH Corporativo – Carbono. Actualmente el Programa RTH Corporativo – Carbono está en funcionamiento, y es de carácter voluntario; b) Sistema Nacional de Compensación, actualmente en desarrollo. Se cuenta con un Registro Nacional de Acciones de Mitigación (ReNAM), que busca ser el repositorio de las acciones de mitigación a nivel nacional. A partir de este registro, se está desarrollando el registro de Proyectos de Compensación para el Sistema Nacional de Compensación; c) Bolsa Panameña del Carbono, actualmente en estructuración.

En enero de 2022, el Consejo de Gabinete aprobó la Resolución de Gabinete N°5 con la estrategia Nacional de Generación Distribuida (ENGED). A fin de tomar en cuenta las diversas trayectorias de desarrollo de la GD, se proyectaron tres posibles escenarios de desarrollo de GD al 2030: tendencial (250mW, 2%), conservador (950mW, 7%), y optimista (1700mW, 14%). La estrategia contempla 6 líneas de acción, que incluyen la simplificación y digitalización de trámites para instalaciones de GD, el incremento de límites de capacidad instalada, implementar la posibilidad de venta o comercialización de los excedentes, la regulación para instalaciones comunicatorias y remotas, modificación de autoconsumo y ampliación de los límites y la evaluación, adecuación e implementación de estándares técnicos.

La Resolución No. MIPRE-2022-0002354 de 24 de enero de 2022, adopta las bases de la fase 1 de la Hoja de Hidrógeno Verde en la República de Panamá. Con la misma se da la creación e los Comités de Alto Nivel y el

Técnico asociados a esta tecnología. Como meta se plantea el posicionamiento para la construcción de amplia variedad de instrumentos de política, marco regulatorio y fomento de inversión en infraestructura de almacenamiento, producción de hidrógeno verde y sus derivados; además de la constitución de un Hub transformacional en los ejes de: Ruta de Hidrogeno verde a través del Canal de Panamá, considerando zonas de libre almacenamiento y distribución; Zonas de generación eléctrica renovables para alimentar plantas de la producción de hidrógeno; y el Hidrógeno-Verde-Ducto que conectará el Atlántico con el Pacífico.

En junio de 2022, el Consejo de Gabinete aprobó la Resolución de Gabinete N°66 con la estrategia nacional de uso racional y eficiente de la energía (ENUREE), la cual fija reducir el consumo final de electricidad en un 15% y el consumo final de combustibles en 3% para 2030. Entre las recomendaciones de la hoja de ruta está la implementación de un fondo para apoyar la disponibilidad de líneas de crédito “verdes” para el sector privado, la incorporación de energías renovables en el diseño de edificios nuevos y ya construidos, el desarrollo de un mercado de servicios energéticos y el refuerzo de las campañas de información.

En el mes de octubre de 2022, la Secretaria Nacional de Energía de Panamá (SNE) publicó la Resolución No. MIPRE-2022-0037359, mediante la cual da a conocer a los agentes unas recomendaciones para adoptar medidas para la contratación de las empresas de transmisión de energía eléctrica. Con base en el artículo 83 del Texto único de la Ley 6 de 1997, ordenada por la Ley 194 de 2021, la nueva norma establece que la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA), podrá realizar actos de compra de potencia y/o energía con pliegos de cargos especiales, aprobados por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Dichos pliegos de cargos estarán sujetos a las directrices de política energética dictadas por la SNE.

La Resolución de Gabinete 139 – Gaceta 29681– A, de 6 de diciembre de 2022, aprueba la Estrategia Nacional de Innovación el Sistema Interconectado Nacional (ENISIN). Documento que contempla los lineamientos, prioridades y estrategias políticas de innovación para la modernización del Sistema Interconectado Nacional (SIN), a fin de mantener la seguridad y confiabilidad en la operación y comercialización del sistema eléctrico; tomando en cuenta la integración de las energías renovables, la incorporación de sistemas inteligentes en el control de las redes eléctricas y la futura entrada de sistemas de almacenamiento de energía, junto al incremento de la demanda eléctrica generado por la movilidad eléctrica. Dentro de las metas de la estrategia se plantean: a) Incorporar una capacidad de almacenamiento en energía del 5% de la demanda total prevista para 2030; b) Reducir al 2030 los indicadores SAIFI y SAIDI en un 50% respecto a los niveles de la norma vigente al 2020; c) Alcanzar una participación activa de la demanda, Grandes clientes superior al 30% del consumo de energía total; d) Fomentar el aporte de generación renovable no convencionales, provenientes de centrales conectadas al SIN y generación distribuida, 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 implicó 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.

En la república de El Salvador se expidió el Decreto No.662 de 2023 mediante el cual se crea el Ente Nacional de Transmisión Eléctrica –ENTE, se dispusieron la composición de su junta directiva las condiciones para constituir el patrimonio de la empresa y las funciones. La nueva reglamentación quedó en vigor el 2 de marzo de 2023.

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, la 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. Las acciones impulsadas por esta norma tenían como fecha de control el mes de octubre 2022, apreciándose esfuerzos por parte de todos los sectores involucrados en dar cumplimiento al mandato establecido.

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 Green Power Costa Rica S.A.

- Enel Green Power Colombia S.A.S ESP.
- Enel Green Power Guatemala S.A.
- 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.c).

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 Depositary 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 del año en curso, 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	<i>(Subtotal)</i> 1.695.622
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	<i>(Subtotal)</i> 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	<i>(Subtotal)</i> 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	<i>(Subtotal)</i> 1.157.234
TOTAL PASIVOS	1.820.194
TOTAL ACTIVOS NETOS ADQUIRIDOS	5.023.054

6. Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

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 (1)	Otros movimientos	al 31.03.2023
Activos corrientes										
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	96.261	-	(70.983)	18.548	43.826	197.428	(14.791)	69.832	296.295
Otros activos financieros corrientes	-	78.094	(12.929)	-	(41.649)	23.516	19.451	-	(17.352)	25.615
Otros activos no financieros corriente	-	173.239	-	(150.463)	(9.785)	12.991	18.986	(9.765)	64.024	86.236
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	584.491	-	(545.983)	36.720	75.228	238.686	(28.059)	(18.307)	267.548
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	604	-	-	(604)	-	38.979	4	(33.195)	5.788
Inventarios	-	203.466	-	(173.072)	14.276	44.670	49.195	(15.567)	(913)	77.385
Activos por impuestos corrientes	-	18.230	-	(8.772)	3.800	13.258	4.977	(4.589)	(3.922)	9.724
Activos corrientes totales	-	1.164.385	(12.929)	(949.273)	21.306	213.489	567.702	(72.767)	60.167	768.591
Activos no corrientes										
Otros activos financieros no corrientes	-	207.112	-	(151.760)	79.997	135.349	134.481	(5.486)	(128.149)	136.195
Otros activos no financieros no corrientes	-	881.718	-	(883.081)	2.376	1.013	40.490	(113)	(900)	40.490
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	74.369	-	(14.387)	698	60.680	(23)	(10.659)	(4.082)	45.816
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	83	-	-	-	83	71.329	-	(71.373)	39
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	1.675.553	(781.782)	(918.285)	39.504	14.990	83.832	(11.560)	7.428	94.690
Propiedades, planta y equipo	520	549.659	(391.776)	(48.634)	4.221	113.990	2.667.835	(74.527)	105.724	2.813.022
Activos por derecho de uso	-	10.399	-	(4.522)	4.522	10.399	178.011	-	(10.058)	178.352
Activos por impuestos diferidos	-	292.945	-	(270.322)	6.525	29.148	9.871	(24.702)	(2.524)	11.793
Activos no corrientes totales	520	3.691.838	(1.173.558)	(2.290.991)	137.843	365.652	3.237.874	(127.047)	(74.437)	3.402.042
TOTAL ACTIVOS	520	4.846.223	(1.186.487)	(3.240.264)	169.149	679.141	3.805.576	(199.814)	(14.270)	4.170.633

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

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 (1)	Otros movimientos	al 31.03.2023
Pasivos corrientes										
Otros pasivos financieros corrientes	-	777.128	-	(773.259)	-	3.869	328.771	(5.754)	27.094	353.980
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	-	-	1.273	1.273	11.672	-	(12.945)	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	451.713	-	(333.882)	(65.657)	52.174	282.614	(22.697)	(47.033)	265.058
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	271.227	-	(252.665)	5.722	24.284	151.217	163	(109.940)	65.724
Otras provisiones corrientes	-	2.584	-	-	(219)	2.365	10.828	(511)	(560)	12.122
Pasivos por impuestos corrientes	-	8.772	-	(11.273)	8.452	5.951	41.479	(598)	(4.484)	42.348
Otros pasivos no financieros corrientes	-	365.645	-	(267.645)	(86.553)	11.447	41.397	(14.805)	94.383	132.422
Pasivos corrientes totales	-	1.877.069	-	(1.636.724)	(136.982)	101.363	867.978	(44.202)	(63.465)	871.654
Pasivos no corrientes										
Otros pasivos financieros no corrientes	-	43.090	-	(10.919)	704	32.875	667.365	(27.281)	171.463	844.422
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	-	-	9.494	9.494	29.402	-	(38.896)	-
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	54.559	-	(54.559)	-	-	1.062	-	(1.062)	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	241.103	-	(245.468)	4.365	-	-	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	-	245.937	-	(245.974)	219	182	29.902	-	2.150	32.234
Pasivo por impuestos diferidos	-	27.188	-	(8.386)	3.405	22.207	258.453	(4.631)	31.199	307.228
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	30.268	-	(25.312)	(901)	4.055	4.321	(2.840)	(476)	5.060
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	505.435	-	(622.252)	127.396	10.579	18.735	(4.955)	3.411	27.770
Pasivos no corrientes totales	-	1.147.580	-	(1.212.870)	144.682	79.392	1.009.240	(39.707)	167.789	1.216.714
TOTAL PASIVOS	-	3.024.649	-	(2.851.594)	7.700	180.755	1.877.218	(83.909)	114.304	2.088.368
VALOR NETO DE ACTIVOS Y PASIVOS	520	1.821.574	(1.186.487)	(388.670)	151.449	398.386	1.928.358	(115.905)	(128.574)	2.082.265

(1) ver nota 6.4 y 6.5

6.1 Operación de venta de subsidiarias operativas en Perú

Al cierre del primer trimestre de 2023, la Compañía mantiene avanzadas negociaciones tendientes a perfeccionar 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. (Ver nota 41).

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 Peru S.A.C.	Soluciones energéticas avanzadas
Enel Generación Perú S.A.	Generación de energía eléctrica
Chinango S.A.	(i) Generación de energía eléctrica
Enel Generación Piura S.A.	Generación de energía eléctrica
Enel Green Power Perú S.A.	Generación de energía eléctrica
Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A.	(ii) Generación de energía eléctrica
Empresa de Generación Eléctrica Marcona S.A.C.	(ii) Generación de energía eléctrica
Energética Monzón S.A.C.	(ii) Generación de energía eléctrica
SL Energy S.A.C.	(ii) Generación de energía eléctrica

- (i) Subsidiaria de Enel Generación Perú S.A.
- (ii) Subsidiaria de Enel Green Power Perú S.A.

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

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.

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” (NIIF 5) 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 marzo de 2023, como ganancias en operaciones discontinuas. Para efectos comparativos, los resultados de las subsidiarias operativas en Perú correspondientes al primer trimestre de 2022 han sido reexpresados y también clasificados como operaciones discontinuas.

Información de las operaciones discontinuas

i. Reexpresión del Estado de Resultados Integrales Consolidados Intermedios al 31 de marzo de 2022.

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ESTADOS DE RESULTADOS	2022	NIIF 5	2022 (Reexpresado)
Ingresos de actividades ordinarias	3,350,994	(364,760)	2,986,234
Otros ingresos, por naturaleza	442,996	(7,588)	435,408
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	[Subtotal] 3,793,990	(372,348)	3,421,642
Materias primas y consumibles utilizados	(2,190,164)	174,037	(2,016,127)
Margen de Contribución	[Subtotal] 1,603,826	(198,311)	1,405,515
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	57,546	(4,123)	53,423
Gastos por beneficios a los empleados	(188,875)	17,500	(171,375)
Gasto por depreciación y amortización	(267,522)	30,160	(237,362)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(22)	22	-
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinadas de acuerdo con NIIF 9	(96,008)	3,200	(92,808)
Otros gastos por naturaleza	(306,680)	24,661	(282,019)
Resultado de Explotación	[Subtotal] 802,265	(126,891)	675,374
Otras ganancias (pérdidas)	487	2	489
Ingresos financieros	96,631	6,817	103,448
Costos financieros	(346,974)	11,112	(335,862)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(44)	-	(44)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	85,845	(6,907)	78,938
Resultado por unidades de reajuste	57,094	-	57,094
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	[Subtotal] 695,304	(115,867)	579,437
Gasto por impuestos a las ganancias	(222,577)	33,538	(189,039)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	472,727	(82,329)	390,398
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	472,727	(82,328)	390,399
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	365,869	(69,090)	296,779
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	106,858	(13,238)	93,620
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuas	-	82,328	82,328
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	-	69,090	69,090
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	-	13,238	13,238
GANANCIA (PÉRDIDA)	[Subtotal] 472,727	-	472,727

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 31.03.2023	al 31.03.2022
Diferencias de cambio por conversión	92.555	93.932
Coberturas de flujo de efectivo	4.304	(4.178)
Total	96.859	89.754

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 marzo de 2022, 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 marzo de 2023 y 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
ESTADOS DE RESULTADOS	2023	2022
Ingresos de actividades ordinarias	418.826	364.760
Otros ingresos, por naturaleza	1.972	7.588
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	420.798	372.348
Cambios en inventarios de productos terminados y en proceso		
Materias primas y consumibles utilizados	(190.099)	(174.037)
Margen de Contribución	230.699	198.311
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	4.229	4.123
Gastos por beneficios a los empleados	(19.980)	(17.500)
Gasto por depreciación y amortización	(31.717)	(30.160)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	(22)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinadas de acuerdo con NIIF 9	(2.055)	(3.200)
Otros gastos por naturaleza	(23.986)	(24.661)
Resultado de Explotación	157.190	126.891
Otras ganancias (pérdidas)	-	(2)
Ingresos financieros	4.045	(6.817)
Costos financieros	(14.800)	(11.112)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	3.060	6.907
Ganancia (pérdida) antes de impuestos, operaciones discontinuadas	149.495	115.867
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones discontinuadas	(76.197)	(33.538)
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS	73.298	82.329
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a		
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a los propietarios de la controladora	55.818	69.091
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a participaciones no controladoras	17.480	13.238
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS	73.298	82.329

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	2023	2022
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión	6.653	22.455
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	2.300	8.298
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados	1.219	992
Otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo	10.172	31.745
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	(1.289)	(1.312)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo	(1.289)	(1.312)
Total Otro resultado integral	8.883	30.432

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 periodos terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO RESUMIDO	2023	2022
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	178.775	127.419
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(130.635)	(69.914)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	118.101	(7.938)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	166.241	49.567
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	3.172	10.623
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	169.413	60.190
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	88.681	138.378
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	258.094	198.568

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

Al cierre del primer trimestre del 2023, el Grupo mantenía avanzadas negociaciones tendientes a perfeccionar la venta de su participación en la subsidiaria Transmisora de Energía Renovable S.A. 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.

La Administración de Enel Américas estima que con una muy alta probabilidad que la venta de su participación en esta subsidiaria se materializará durante el ejercicio 2023.

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 Discontinuadas" y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), a contar del primer trimestre 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 supera a su correspondiente valor contable.

6.3 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 son 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" pagará el equivalente al 80% del capital y prima en colocación de acciones de estas sociedades.

Por lo anterior, de acuerdo a 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, ver nota 31.b).

6.4 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 Docksud.

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\$ 48.000 (ver nota 7e), generando una pérdida en la venta por US\$ 85 millones, 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. El acuerdo con los accionistas minoritarios de Dock Sud, directos e indirectos, estableció como valor de venta una suma total de US\$ 52 millones y quedó supeditado al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes. (Ver nota 41).

6.5 Venta de activos vinculados a la concesión de 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.

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. Al 31 de marzo de 2023 Enel Cien recibió la indemnización por la transferencia de activos por un monto de BRL 871 millones (MUS\$ 169.638) y obtuvo una ganancia de MUS\$ 102.912 (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.

El contrato también establece que Enel CIEN puede ser contratado durante el período de transición, que puede alcanzar hasta 12 meses, para continuar prestando el servicio de transmisión. Este servicio debe ser remunerado en MBRL 6.177 por mes (MUS\$ 1.218), actualizado por el IPCA hasta la fecha de su pago. El período transitorio tiene como objetivo que el nuevo concesionario lleve a cabo todos los procedimientos necesarios de transferencia de activos.

Por lo anterior, de acuerdo a 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 31 de diciembre de 2022, la compañía reclasificó los activos de Enel CIEN relacionados con la concesión como mantenidos para la venta.

7. Efectivo y equivalentes al efectivo

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	al 31.03.2023	al 31.12.2022
Efectivo en caja	17	383
Saldos en bancos	1.444.190	535.032
Depósitos a corto plazo	880.442	580.113
Otros instrumentos de renta fija	51.382	6.165
Total	2.376.031	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 por montos significativos 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 31.03.2023	al 31.12.2022
Peso chileno	956	563
Peso argentino	8.532	6.963
Peso colombiano	309.249	156.180
Real brasileño	1.897.977	746.192
Sol peruano	568	71.521
Dólar estadounidense	158.588	140.208
Euro	161	66
Total	2.376.031	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 marzo de 2023 y 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	2023	2022
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de situación financiera)	2.376.031	1.763.297
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para la venta (*)	38.202	-
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a operaciones discontinuadas (*)	258.094	-
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	2.672.327	1.763.297

(*) 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
Pagos por otros impuestos (IVA, ICMS, PIS/COFINS, Impuestos a las ventas, Impuestos aduaneros, impuestos transferencias bancarias) (1)	(440.277)	(781.799)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Codensa Hogar y Codensa Servicios (2)	(55.535)	(5.185)
Pagos por la cuenta de desarrollo energético (CDE) (3)	(227.042)	(338.166)
Otros pagos varios de actividades de operación (4)	(121.396)	(187.818)
Total otros pagos por actividades de operación	(844.250)	(1.312.968)

- (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\$330.446 y MUS\$676.667, por los periodos terminados el 31 de marzo de 2023 y 2022, 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\$ 70.137 y MUS\$ 70.568 por los periodos terminados el 31 de marzo de 2023 y 2022, respectivamente.
- Pagos por impuestos a las ventas en Perú por MUS\$ 24.553 y MUS\$ 22.992, por los periodos terminados el 31 de marzo de 2023 y 2022, 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 marzo de 2023 y 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022
Efectivo recibido por la venta de Enel Generación Costanera S.A.	48.000	-
Efectivo y equivalentes al efectivo de Enel Generación Costanera S.A. que salió del Grupo	(15.205)	-
Total flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	32.795	-

f) Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiación por los periodos terminados el 31 de marzo de 2023 y 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Flujos de efectivo de financiamiento				al 31.03.2023						
	al 01.01.2023	Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Costos financieros (1)	Nuevos pasivos por arrendamientos	Otros cambios	
Préstamos Corto plazo	2.111.746	394.634	(717.762)	(138.892)	(462.020)	(23.782)	76.804	-	-	291.979	1.994.727
Préstamos Largo plazo	6.190.447	436.532	-	(14.854)	(421.876)	3.666	231.411	-	-	(1.429.285)	5.388.117
Pasivo por arrendamientos	211.561	-	(11.394)	-	(11.394)	-	7.386	5.424	1.499	(31.326)	153.151
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(60.594)	14.519	(9.187)	-	5.332	-	(8.248)	(1.224)	-	14.591	(119.560)
Total	8.333.190	845.685	(738.343)	(153.546)	(46.204)	447	307.353	4.200	1.499	(1.154.040)	7.448.445

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Flujos de efectivo de financiamiento				al 31.03.2022						
	al 01.01.2022	Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Costos financieros (1)	Nuevos pasivos por arrendamientos	Otros cambios	
Préstamos Corto plazo	1.665.154	1.235.456	(492.948)	(125.267)	617.241	793	212.074	182.039	-	422.249	2.999.550
Préstamos Largo plazo	6.008.769	181.301	(7.716)	(1.078)	172.507	14.902	624.039	20.124	-	(416.057)	6.425.284
Pasivo por arrendamientos	248.578	-	(15.919)	(48)	(16.066)	-	26.652	211	8.396	(2.313)	265.569
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(200.499)	-	-	-	-	8.369	74.784	(1.799)	-	1.447	(117.698)
Total	7.823.002	1.416.767	(516.683)	(126.391)	778.783	24.064	937.549	200.676	8.396	5.326	9.572.856

(1) Corresponde al devengamiento de intereses.

8. Otros activos financieros

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corrientes		No corrientes	
	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados (1)	103.904	157.617	3	3
Activos financieros medidos a costo amortizado (1)	2.444	2.412	41.485	41.543
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados CINIIF 12 (2)	-	-	3.982.344	3.665.495
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	-	-	18.400	22.180
Activos financieros medidos a costo amortizado CINIIF 12 (3)	14.283	13.265	336.072	316.817
Instrumentos Derivados Cobertura (4)	5.239	35.266	127.575	123.771
Instrumentos Derivados No Cobertura (5)	10.420	6.741	-	-
Total	136.290	215.301	4.505.879	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 marzo de 2023 son MUS\$1.291.393 (MUS\$ 1.214.636 al 31 de diciembre de 2022), MUS\$1.020.851 (MUS\$ 934.426 al 31 de diciembre de 2022), MUS\$ 1.560.799 (MUS\$ 1.406.112 al 31 de diciembre de 2022) y MUS\$109.301 (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 2.2.c y 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 Jabotão 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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corrientes		No corrientes	
	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022
IVA Crédito Fiscal y Otros Impuestos	46.912	119.917	124.570	119.621
Servicios en curso prestados por terceros	10.248	25.275	-	-
Servicio en curso de I & D y Eficiencia Energética	119.087	100.385	-	-
Depósitos Judiciales	-	-	224.797	246.997
Activos en construcción CINIIF 12 (1)	-	-	496.712	525.607
Impuesto por recuperar Pis/Cofins (2)	346.711	341.380	1.310.489	1.351.028
Gastos pagados por anticipado	36.467	23.660	-	-
Otros	177.041	116.770	37.269	72.340
Total	736.466	727.387	2.193.837	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. Se prevé que el STF publique la decisión en el diario oficial en los próximos meses.

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. En el mes de marzo de 2021, Enel Distribución Goiás recibió igual comunicación, por el periodo comprendido entre los años 2006 y 2021. 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\$900.608, MUS\$ 123.403 y MUS\$633.188, respectivamente, al 31 de marzo de 2023 (MUS\$944.651, MUS\$148.432, y MUS\$ 599.325, respectivamente, al 31 de diciembre 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 se llevará a cabo de acuerdo con las regulaciones de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

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.39).

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corrientes		No corrientes	
	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022
IVA Débito Fiscal y Otros Impuestos	218.120	221.759	32.745	32.839
Otros	13.154	42.647	14.187	35.600
Total	231.274	264.406	46.932	68.439

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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corrientes		No corrientes	
	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	4.259.933	5.327.039	428.691	508.120
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	3.967.749	3.856.896	244.007	297.157
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto	1.645	1.526	26.386	25.369
Otras cuentas por cobrar, bruto	290.539	1.468.617	158.298	185.594

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corrientes		No corrientes	
	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	3.330.453	4.434.832	398.434	479.627
Cuentas comerciales por cobrar, neto	3.039.072	2.964.771	238.632	292.234
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto	1.617	1.499	25.852	24.857
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	289.764	1.468.562	133.950	162.536

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Detalle de otras cuentas por cobrar, neto (1)	Corrientes		No corrientes	
	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022
Anticipos a proveedores	45.168	50.723	-	-
Cuentas por cobrar "baja renta" (i)	20.057	11.944	-	-
Cuentas por cobrar al personal	10.119	8.503	9.620	9.573
Cuentas proyecto VOSA (ii)	29.999	29.999	116.016	123.264
Cuentas por cobrar a Enel Goiás (iii)	115.151	1.293.750	-	-
Otras	69.270	73.643	8.314	29.699
Total	289.764	1.468.562	133.950	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 2022 incluye a Enel Generación Chocón S.A. y al 31 de diciembre de 2021, además incluye a Central Dock Sud S.A. y Enel Generación Costanera S.A. (ver nota 6).

(iii) Corresponde a saldos de préstamos que Enel Distribución Goiás adeuda a nuestra subsidiaria Enel Brasil y que, en el marco de la venta de la primera por parte de la segunda, los cuales serán pagados durante el presente año. Cabe destacar que durante el primer trimestre de 2023 se han recaudado MUS\$ 1.245.922 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 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 periodos terminados al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 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 31.03.2023	al 31.12.2022
Con antigüedad menor de tres meses	369.146	341.744
Con antigüedad entre tres y seis meses	79.517	83.626
Con antigüedad entre seis y doce meses	85.515	105.786
Con antigüedad mayor a doce meses	225.279	236.418
Total	759.457	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	195.552
Montos castigados	(120.360)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	18.901
Traspaso a mantenido para la venta	(72.116)
31 de diciembre de 2022	920.700
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	64.511
Montos castigados	(19.986)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	27.269
Traspaso a mantenido para la venta	(32.757)
31 de marzo de 2023	959.737

(*) Las pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales ascendieron a MUS\$ 64.511 al 31 de marzo de 2023, lo que representa una disminución de un 30% respecto a la pérdida de MUS\$ 92.807 registrada al 31 de marzo de 2022. Esta disminución por un monto de MUS\$ 28.296 proviene principalmente de nuestras subsidiarias de distribución en Brasil por MUS\$ 24.853, compensado por un mayor efecto en el resto de las subsidiarias de distribución y generación y por los efectos de conversión de las distintas monedas funcionales de las subsidiarias extranjeras con respecto al dólar. Ver Nota 31.b) Pérdidas por deterioro de cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar.

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, Colombia y Perú. 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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022, es la siguiente:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Corrientes		No corrientes	
						al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022
Extranjera	Enel X Argentina S.A.U.	Argentina	Matriz Común	ARS	Otros servicios	-	33	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Negocio Conjunto	ARS	Otros servicios	3	4	13	15
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	1	1	-	-
Extranjera	Gridsperitse Latam S.A.	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	248	238	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	515	474	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	28	27	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	245	210	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	BRL	Otros servicios	726	645	-	-
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	13	9	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	Otros servicios	23	22	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	363	335	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	655	232	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	114	91	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	18	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	75	273	-	-
Extranjera	Endesa S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	18	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power España SL	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	85	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	31	31	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	EUR	Otros servicios	188	180	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	62	60	-	-
Extranjera	Enel Finance America, LLC	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	7	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power North America, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	370	325	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	1.387	1.168	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	PEN	Otros servicios	-	46	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	BRL	Otros servicios	15	-	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	65	38	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	95	84	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Derivados de cobertura	445	331	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	47	25	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.475	1.356	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	CLP	Otros servicios	19	37	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	20	19	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informaticos	140	137	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	192	185	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	602	574	-	-
Extranjera	Enel Innovation Hubs S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informaticos	74	71	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	294	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	898	795	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	COP	Otros servicios	192	81	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	COP	Servicios Informaticos	-	49	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	203	188	-	-
Extranjera	Enel X Way S.R.L.	Italia	Matriz Común	CLP	Otros servicios	-	26	-	-
Extranjera	Enel Energía, S.A. DE CV.	México	Matriz Común	US\$	Venta de Energía	143	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	338	325	-	-
Extranjera	Kino Facilities Manager S.A. de CV	México	Matriz Común	COP	Otros servicios	43	38	-	-
Extranjera	Enel X Way Perú	Perú	Asociada	PEN	Otros servicios	-	56	-	-
Extranjera	Enel X Way Perú	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	88	84	-	-
Extranjera	Enel Green Power RSA	Sudafrica	Matriz Común	US\$	Otros servicios	682	678	-	-
Total						11.227	15.961	13	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 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022
Extranjera	SACME	Argentina	Negocio Conjunto	ARS	Otros servicios	92	216	-	-
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	5	6	-	-
Extranjera	Enel X Brasil (Gerenciamiento De Energía Ltda)	Brasil	Matriz Común	BRL	Servicios Informáticos	81	-	-	-
Extranjera	Enel X Brasil (Gerenciamiento De Energía Ltda)	Brasil	Matriz Común	USD	Otros servicios	-	-	-	-
Extranjera	Gridperisa Latam	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	385	1.616	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Otros servicios	447	434	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	92	136	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	2.770	1.935	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	BRL	Otros servicios	85	75	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Informáticos	1.791	1.840	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Informáticos	1.616	441	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	39	25	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Otros servicios	730	718	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	90	83	-	-
96.800.570-8	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	35	28	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Otros servicios	90	109	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	222	571	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	41	26	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	USD	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	USD	Servicios Informáticos	7	313	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Otros servicios	959	947	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	Otros servicios	109	58	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios de Ingeniería	1.185	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	USD	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	USD	Otros servicios	-	-	-	-
Extranjera	Distribución Redes Digitales S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	587	6.945	6.945
Extranjera	Distribución Redes Digitales S.L.	España	Matriz Común	USD	Servicios Técnicos	16	16	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	380	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	434	672	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	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	160	160	-	-
Extranjera	Enel Green Power España	España	Matriz Común	COP	Otros servicios	187	131	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	291	308	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	USD	Otros servicios	-	25	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	COP	Otros servicios	71	91	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	682	663	-	-
Extranjera	Estados Unidos	Estados Unidos	Matriz Común	USD	Otros servicios	50	553	-	-
Extranjera	Enel X North America	Estados Unidos	Matriz Común	USD	Compra de Materiales	247	-	-	-
Extranjera	Enel X Way USA	Estados Unidos	Matriz Común	USD	Compra Materiales	108	-	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	BRL	Prest. Por pagar	384.287	100.676	98.615	236.754
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	USD	Prest. Por pagar	160.162	269.969	70.509	463.726
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	EUR	Prest. Por pagar	336.739	314.672	482.992	153.226
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A.	Italia	Matriz Común	USD	Otros servicios	30	39	-	-
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	3	3	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	147	107	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	19.908	26.366	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	15.327	14.291	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	COP	Servicios Informáticos	941	-	-	-
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	18	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	1.373	4.210	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	1.200	4.947	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	142	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	878	425	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	786	1.145	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	USD	Servicios Informáticos	27	25	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	4.114	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	6.350	5.911	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	CLP	Otros servicios	207	181	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	81.619	78.705	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	10.188	14.740	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	USD	Servicios Informáticos	167	142	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	USD	Servicios de Ingeniería	455	71	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	30.267	34.862	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	USD	Servicios Técnicos	2.830	2.388	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	ARS	Servicios Técnicos	4.278	4.042	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	-	69	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	COP	Servicios Técnicos	233	-	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	3.579	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	115.512	135.719	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	19.800	17.074	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	513	398	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Servicios Informáticos	6.480	7.181	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	55	-	-	-
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	1.325	1.307	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	476	460	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	520	1.197	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	330	305	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	USD	Otros servicios	621	610	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	-	288	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	818	730	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	993	1.023	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	COP	Otros servicios	211	263	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	COP	Servicios Informáticos	209	-	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	36	324	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	9.213	17.378	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicio de Garantía financiera	141.272	137.033	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	USD	Servicios Informáticos	2	2	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	USD	Servicio de Garantía financiera	29	25	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Informáticos	38.647	36.407	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Técnicos	78.521	61.201	-	-
Extranjera	Enel Sole	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.032	1.032	-	-
Extranjera	Enel X Advisory Services S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	-	48	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.398	1.386	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	USD	Servicios Informáticos	30	-	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	1.096	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	9.164	14.493	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Servicios Informáticos	105	-	-	-
Extranjera	Enel X WAY S.R.L.	Italia	Matriz Común	CLP	Otros servicios	-	357	-	-
Extranjera	Gridperisa Srl	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	-	174	-	-
Extranjera	Servizio Elettrico Nazionale SpA	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	220	216	-	-
Extranjera	Enel Energía S.A. de CV	México	Matriz Común	USD	Compra de Energía	81	676	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	USD	Servicios de Ingeniería	141	141	-	-
Extranjera	Kino Facilites Manager S.A. de C.V	México	Matriz Común	EUR	Otros servicios	530	530	-	-
Extranjera	Kino Facilites Manager S.A. de C.V	México	Matriz Común	USD	Servicios de Ingeniería	887	843	-	-
Extranjera	Viva Labs	Noruega	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	5	-	-	-
Extranjera	Proyectos y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	-	2.563	-	-
Extranjera	Enel Green Power Romania	Rumania	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	84	-	-
Extranjera	Enel Green Power Romania	Rumania	Matriz Común	COP	Otros servicios	-	313	-	-
Total						1.606.698	1.361.676	668.061	860.661

(*) Ver Nota d) a continuación.

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

El detalle de las transacciones más significativas con entidades relacionadas no consolidables por los periodos terminados el 31 de marzo de 2023 y 2022 son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	2023	2022 (Reexpresado)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de administración e informáticos	(2.999)	(2.526)
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	Gastos Financieros	(21.875)	(25.863)
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Servicios Personal Expatriado	-	(1.380)
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	-	(7.335)
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Servicios Informaticos	-	(1.163)
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	Servicios Informaticos	(1.882)	(813)
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	Servicio Tecnico	(1.170)	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	-	(1.611)
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	Otros Prestaciones de Servicios	-	(2.151)
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(3.377)	(1.912)
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	Servicios Informaticos	(631)	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(6.136)	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Informaticos	(1.444)	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Personal Expatriado	(714)	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Gastos Financieros	(7.801)	(7.456)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Técnicos	(1.737)	(2.539)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Informaticos	(3.434)	(3.859)
Extranjera	Enel X.S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(1.402)	(1.943)
Extranjera	Enel Energia S.A. de CV	México	Matriz Común	Compra de Energia	(809)	-

Las transacciones detalladas en la tabla precedente corresponden a todas aquellas que superan US\$ 500.000 por contraparte y naturaleza de las transacciones.

d) **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 marzo de 2023 esta línea se encuentra girada por US\$ 136 millones.
- > 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 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 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.
- > 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.
- > 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 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.
- > 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.
- > 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 Goiás, 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 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.
- > El 5 de agosto de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goiás, 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 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 Goiás, 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 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 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 marzo 2023 dicha línea esta utilizada en de €48 millones.
- > 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.
- > 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.
- > 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.
- > A 31 de marzo de 2023, Enel SpA tiene garantías otorgadas a Enel Brasil por un total de US\$141 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 marzo 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 periodos terminados el 31 de marzo de 2023 y 2022:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Nombre	Cargo	Periodo de desempeño	2023		
				Directorio de Enel Américas	Directorio de filiales	Comité de Directores
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - marzo 2023	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Director	enero - marzo 2023	-	-	-
Extranjero	Giulia Genuardi	Directora	enero - marzo 2023	-	-	-
Extranjero	Francesca Gostinelli	Directora	enero - marzo 2023	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - marzo 2023	42	-	14
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - marzo 2023	42	-	14
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - marzo 2023	42	-	14
Total				126	-	42

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Nombre	Cargo	Periodo de desempeño	2022		
				Directorio de Enel Américas	Directorio de filiales	Comité de Directores
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - marzo 2022	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Director	enero - marzo 2022	-	-	-
Extranjero	Giulia Genuardi	Directora	enero - marzo 2022	-	-	-
Extranjero	Francesca Gostinelli	Directora	enero - marzo 2022	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - marzo 2022	44	-	12
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - marzo 2022	44	-	12
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - marzo 2022	44	-	12
Total				132	-	36

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	Maurizio Bezzeccheri (1)	Gerente General
26.537.505-7	Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira	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
25.067.660-3	Simone Tripepi (4)	Gerente de Enel X South America

(1) El Sr. Maurizio Bezzeccheri asumió el 1 de agosto de 2018 como Gerente General.

(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 bonos que eventualmente se entregan a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	2023	2022
Remuneración	775	902
Beneficios a corto plazo para los empleados	1	21
Otros beneficios a largo plazo	558	-
Total	1.334	923

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 M\$ 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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	al 31.03.2023	al 31.12.2022
Suministros para la producción	23.441	32.595
Petróleo	4.943	14.759
Carbón	18.498	17.836
Repuestos	20.058	38.674
Materiales eléctricos	490.473	476.178
Total	533.972	547.447

No existen inventarios como garantía de cumplimiento de deudas.

Por los periodos terminados el 31 de marzo de 2023 y 2022, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a MUS\$ 9.924 y MUS\$ 20.894, respectivamente. Para un mayor detalle por tipo de combustible ver Nota 29.

Por los periodos terminados el 31 de marzo de 2023 y 2022, 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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
Activos por impuestos	al 31.03.2023	al 31.12.2022
Pagos anticipados de Impuesto a la Renta	91.058	98.983
Otros	23.038	23.095
Total	114.096	122.078

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
Pasivos por impuestos	al 31.03.2023	al 31.12.2022
Impuesto a la renta	146.735	295.063
Total	146.735	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 periodos terminados el 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 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	Otros incrementos (decrementos)	Economía Hiperinflacionaria Argentina	al 31.03.2023
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33,33%	1.251	-	122	-	(191)	-	-	1.182
Extranjera	Sacme S.A.	Negocio conjunto	Argentina	Peso argentino	50,00%	121	-	-	-	(19)	-	21	123
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	40,90%	944	-	-	-	(145)	-	168	967
Extranjera	Enel X Way Brasil S.A.	Asociada	Brasil	Real brasileño	20,00%	51	-	(113)	-	(1)	-	-	(63)
Extranjera	Enel X Way Perú S.A.C.	Asociada	Perú	Sol peruano	20,00%	63	-	(39)	-	-	-	-	24
Extranjera	Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento	Asociada	Colombia	Peso colombiano	49,00%	3.008	-	(36)	-	122	-	-	3.094
Extranjera	Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	Asociada	Colombia	Peso colombiano	20,00%	-	361	99	-	11	-	-	471
Total						5.438	361	33	-	(223)	-	189	5.798

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	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

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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 de los estados financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.03.2023									
	% 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%	3.650	1.676	1.396	384	609	(243)	366	(572)	(206)
Enel X Way Brasil S.A.	20.00%	597	475	1.385	-	-	(567)	(567)	-	(567)
Enel X Way Perú S.A.C.	20.00%	618	272	772	-	-	(198)	(197)	-	(197)
Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento	49.00%	3.845	2.574	104	-	115	(151)	(74)	-	(74)
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	20.00%	2.261	735	643	-	831	(335)	497	-	497

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	(820)	(525)	-	(525)

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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Bruto	al 31.03.2023	al 31.12.2022
Activos Intangibles, Bruto	8.071.251	7.710.188
Servidumbre y Derechos de Agua	48.580	46.198
Concesiones	7.037.175	6.588.886
Costos de Desarrollo	18.176	18.983
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	144.845	148.619
Programas Informáticos	609.921	702.257
Otros Activos Intangibles Identificables	92.721	90.853
Costos de Contratos	119.833	114.392

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Amortización y Deterioro	al 31.03.2023	al 31.12.2022
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(4.322.864)	(4.087.068)
Servidumbre y Derechos de Agua	(16.956)	(15.931)
Concesiones	(4.053.555)	(3.800.591)
Costos de Desarrollo	(8.187)	(7.857)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(25.976)	(27.390)
Programas Informáticos	(155.790)	(181.238)
Otros Activos Intangibles Identificables	(53.549)	(52.384)
Costos de Contratos	(8.851)	(1.677)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Neto	al 31.03.2023	al 31.12.2022
Activos Intangibles, Netos	3.748.387	3.623.120
Servidumbre y Derechos de Agua	31.624	30.267
Concesiones Neto (1)	2.983.620	2.788.295
Costos de Desarrollo	9.989	11.126
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	118.869	121.229
Programas Informáticos	454.131	521.019
Otros Activos Intangibles Identificables	39.172	38.469
Costos de Contratos	110.982	112.715

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.03.2023	al 31.12.2022
Enel Distribución Río S.A. (*)	500.527	482.964
Enel Distribución Ceará S.A. (*)	480.273	466.508
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (*)	1.875.199	1.709.718
EGP Cachoeira Dourada S.A.	46.703	46.531
Sociedades EGP en Brasil	6.375	6.448
PH Chucás S.A. (*)	45.845	47.193
Enel Fortuna S.A.	27.352	27.624
Enel Green Power Panamá, S.R.L.	2	2
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	115	114
Enel Green Power Volta Grande	1.230	1.193
TOTAL	2.983.620	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 periodo terminado el 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 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 al 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	-	-	247.528	-	15.107	-	-	262.635
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	365	1.725	113.876	4.793	(495)	794	89	121.147
Amortización	(30)	(368)	(108.150)	(1.125)	(13.031)	(818)	(2.101)	(125.623)
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	(1.197)	-	-	-	-	(1.197)
Retiros de servicio	-	-	(1.197)	-	-	-	-	(1.197)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (Ver Nota 6)	(1.472)	-	(1)	(6.028)	(86.560)	(630)	-	(94.691)
Hiperinflación Argentina	-	-	(6)	-	17.774	-	-	17.768
Otros incrementos (disminuciones)	-	-	(56.725)	-	317	1.357	279	(54.772)
Total movimientos en activos Intangibles Identificables	(1.137)	1.357	195.325	(2.360)	(66.888)	703	(1.793)	125.267
Saldo final al 31.03.2023	9.989	31.624	2.983.620	118.869	454.131	39.172	110.982	3.748.387

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 al 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)	(497.724)
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	(4.666)	1.826	1.590	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	242	824	-	184	(4.666)	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)	4.981	(1.332.841)	(5.303)	91.171	(1.649)	112.715	(1.133.150)
Saldo final al 31.12.2022	11.126	30.267	2.788.295	121.229	521.019	38.469	112.715	3.623.120

Al 31 de marzo de 2023, las principales adiciones a activos intangibles por concesiones por MUS\$ 247.528 (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 a lo establecido en CINIIF 12 (Ver Nota 3.d.1).

Las adiciones de activos intangibles por el periodo terminado al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 fueron de MUS\$262.635 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 periodos terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022 ascendió a MUS\$ 777 y MUS\$ 2.540, respectivamente (Ver Nota 34). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 2,24% y 3,37% al 31 de marzo de 2023 y 2022, respectivamente.

Durante los periodos terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso en el rubro de concesiones por un monto de MUS\$ 18.297 y MUS\$ 26.280, 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 marzo de 2023 y 2022. (Ver Nota 3.e).

Al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial al 01.01.2022	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Hiperinflación Argentina	Deterioro	Saldo Final al 31.12.2022	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Hiperinflación Argentina	Traspaso a Mantenido para la venta (1)	Saldo Final al 31.03.2023
Enel Distribución Río S.A. (1)	Enel Distribución Río S.A.	152.652	8.392	-	-	161.044	6.654	-	-	167.698
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (2)	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	10.646	(1.710)	-	-	8.936	364	-	-	9.300
Enel Generación El Chocón S.A. (3)	Enel Generación El Chocón S.A.	20.442	(5.131)	8.066	(17.802)	5.575	(850)	991	-	5.716
Enel Distribución Perú S.A. (4)	Enel Distribución Perú	57.824	2.746	-	-	60.570	845	-	-	61.415
EGP Cachoeira Dourada S.A. (5)	EGP Cachoeira Dourada S.A.	55.974	3.077	-	-	59.051	2.440	-	-	61.491
Enel Generación Perú S.A. (6)	Enel Generación Perú	108.837	5.169	-	-	114.006	1.590	-	-	115.596
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	161	-	-	4.114
Enel Perú S.A.	Enel Distribución Perú	17	1	-	-	18	-	-	-	18
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	711	39	-	-	750	31	-	-	781
Enel Distribución Ceará S.A. (8)	Enel Distribución Ceará S.A.	76.840	4.225	-	-	81.065	3.350	-	-	84.415
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (9)	Enel Distribución Sao Paulo	383.953	21.107	-	-	405.060	16.740	-	-	421.800
Enel Brasil S.A. (10) (11)	Enel Brasil S.A.	437.692	24.062	-	-	461.754	19.080	-	-	480.834
Enel Green Power Argentina S.A. (10)	Enel Green Power Argentina S.A.	2.015	(846)	-	-	1.169	(178)	-	-	991
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	1.732	-	-	44.298
Enel Green Power Peru S.A. (10)	Enel Green Power Peru S.A.	76.306	-	-	-	76.306	-	-	(76.306)	-
Enel Solar S.R.L. (10)	Enel Solar S.R.L.	2.094	-	-	-	2.094	-	-	-	2.094
Enel Green Power Panama S.A. (10)	Enel Green Power Panama S.A.	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	39	-	(2.845)	-
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	52.356	8.066	(17.802)	1.512.845	51.998	991	(79.151)	1.486.683

(1) 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 marzo 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.- Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (Codensa S.A.)

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., 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.

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.

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 29,3974% 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 Solar SRL, Enel Green Power Panamá S.A., 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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	al 31.03.2023	al 31.12.2022
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	17.369.965	20.636.307
Construcción en Curso	2.655.531	3.048.930
Terrenos	110.070	126.809
Edificios	1.162.738	1.377.612
Plantas y Equipos de Generación	6.967.954	8.308.019
Infraestructura de Red	6.096.640	7.283.165
Instalaciones Fijas y Accesorios	377.032	491.772

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	al 31.03.2023	al 31.12.2022
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(5.784.437)	(6.954.117)
Edificios	(196.245)	(287.531)
Plantas y Equipos de Generación	(2.404.015)	(2.929.422)
Infraestructura de Red	(2.948.883)	(3.435.973)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(235.294)	(301.191)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	al 31.03.2023	al 31.12.2022
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	11.585.528	13.682.190
Construcción en Curso	2.655.531	3.048.930
Terrenos	110.070	126.809
Edificios	966.493	1.090.081
Plantas y Equipos de Generación	4.563.939	5.378.597
Infraestructura de Red	3.147.757	3.847.192
Instalaciones Fijas y Accesorios	141.738	190.581



La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el periodo terminado al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022, han sido los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MU\$S

	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Plantas y Equipos 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	372.129	-	798	(34)	4.287	2.544	379.724
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	11.112	3.655	32.590	155.186	(162.279)	(476)	39.788
Depreciación	-	-	(10.886)	(54.628)	(48.295)	(7.956)	(121.765)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(180.462)	9.344	36.070	65.008	60.373	9.667	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(180.462)	9.344	36.070	65.008	60.373	9.667	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	-	(11.144)	(203)	(69)	(11.416)
Retiros	-	-	-	(11.144)	(203)	(69)	(11,416)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (Ver Nota 6)	(432.068)	(30.446)	(193.452)	(963.104)	(1.073.368)	(83.856)	(2.776.299)
Hiperinflación Argentina	25.817	708	6.220	5.133	331.570	9.251	378.699
Otros incrementos (disminución)	(189.927)	0	5.072	(11.075)	188.480	22.052	14.603
Total movimientos	(393.399)	(16.739)	(123.588)	(814.658)	(699.435)	(48.843)	(2.096.662)
Saldo final al 31.03.2023	2.655.531	110.070	966.493	4.563.939	3.147.757	141.738	11.585.528

Miles de dólares estadounidenses - MU\$S

	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Plantas y Equipos 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
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	-	-
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 periodo (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) 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\$379.724 y MUS\$ 2.054.589 por el periodo terminado al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 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 periodo 2023 por MUS\$ 62.960 (MUS\$ 548.626 al 31 de diciembre 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\$ 164.725 (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\$ 109.820 al 31 de marzo de 2023 (MUS\$ 339.315 al 31 de diciembre 2022). Adicionalmente, se incluyen las inversiones del primer trimestre efectuadas por las compañías de Generación y Distribución en Perú, por MUS\$ 14.886 y MUS\$ 27.334, 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 periodos terminados el 31 de marzo de 2023 y 2022 ascendió a MUS\$ 11.574 y MUS\$ 8.331, respectivamente (Ver Nota 34). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 3,66% y 2,70% al 31 de marzo de 2023 y 2022, 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 periodos terminados el 31 de marzo de 2023 y 2022 ascendió a MUS\$ 24.729 y MUS\$ 31.266, respectivamente.

c) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de marzo de 2023, compromisos de adquisición de bienes de propiedades, planta y equipo por MUS\$ 1.516.876 (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 marzo de 2023, el monto de propiedades, planta y equipo del Grupo gravados como garantía de pasivos es de MUS\$ 15.782 (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\$ 920.429), 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\$ 368.171). 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, finalizará 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).

18. Activos por derecho de uso

a) Activos por derecho de uso

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos Período 2023	Terrenos	Edificios, Neto	Otras Plantas y Equipos, 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	6	85	-	91
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	3.117	2.698	3.081	8.896
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (ver nota 6)	-	(36.282)	(129.959)	(166.241)
Depreciación	(917)	(3.492)	(7.498)	(11.907)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	-	638	(638)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	-	638	(638)	-
Hiperinflación Argentina	-	1	-	1
Total movimientos				(169.160)
Saldo final al 31.03.2023	84.499	93.202	168.238	176.779

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos Período 2022	Terrenos	Edificios, Neto	Otras Plantas y Equipos, 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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 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 31.03.2023			al 31.12.2022		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
Hasta un año	37.238	14.677	22.561	50.461	15.556	34.905
Más de un año y no más de dos años	29.417	13.256	16.161	37.025	16.362	20.663
Más de dos años y no más de tres años	28.795	12.824	15.971	32.110	14.177	17.933
Más de tres años y no más de cuatro años	25.170	11.038	14.132	30.474	12.497	17.977
Más de cuatro años y no más de cinco años	17.863	9.882	7.981	20.927	11.162	9.765
Más de cinco años	201.891	95.516	106.375	126.571	16.223	110.348
Total	340.374	157.193	183.181	297.568	85.977	211.591

b) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

El estado de resultados consolidados por los periodos terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022 incluyen gastos de MUS\$ 86 y MUS\$ 225 respectivamente, correspondientes a pagos por arrendamientos de corto plazo por un monto de MUS\$ 86 en 2023 y MUS\$ 225 en 2022, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16 (ver Nota 3.f).

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.03.2023	al 31.12.2022
Hasta un año	75	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	75	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 periodos terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

(Gasto) / Ingreso por Impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	2023	2022 (Reexpresado)
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(191.315)	(213.233)
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)	-	350
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	19	(2.897)
(Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (relacionado con coberturas de flujos de efectivo)	-	(1.113)
Total (Gasto) / Ingreso por impuesto corriente	(191.296)	(216.893)
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	37.094	27.854
Total (Gasto) / Ingreso por Impuestos Diferidos	37.094	27.854
Gasto por impuestos a las ganancias	(154.202)	(189.039)

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 periodos terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	2023	Tasa	2022 (Reexpresado)
Resultado Contable Antes De Impuestos		491.175		579.437
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(27,00%)	(132.616)	(27,00%)	(156.448)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(10,03%)	(49.270)	(7,88%)	(45.654)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	5,72%	28.116	3,08%	17.874
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(0,09%)	(451)	(0,33%)	(1.914)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	0,00%	19	(0,50%)	(2.897)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	(4,40%)	(21.586)	(5,63%)	(32.591)
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias	(31,40%)	(154.202)	(32,63%)	(189.039)

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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Activos/(Pasivos) por Impuestos Diferidos	al 31.03.2023		al 31.12.2022	
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
Depreciaciones	7.965	(569.201)	13.274	(843.377)
Amortizaciones	3.618	(28.184)	3.503	(27.066)
Obligaciones por beneficios post-empleo	456.184	(301)	441.819	(173)
Revaluaciones de instrumentos financieros	117.274	(47.330)	116.087	(56.492)
Pérdidas Fiscales	231.206	-	228.197	-
Provisiones	654.274	(599.166)	687.047	(542.762)
Provisión Contingencias Civiles	62.893	-	57.620	-
Provisión Contingencias Trabajadores	48.953	-	46.818	-
Provisión Cuentas incobrables	270.166	-	282.767	-
Provisión Cuentas de Recursos Humanos	13.343	-	15.322	-
Activos Financieros CINIIF 12	-	(381.318)	-	(339.262)
Otras Provisiones	258.919	(217.848)	284.520	(203.500)
Otros Impuestos Diferidos	439.228	(519.160)	314.349	(500.235)
Ajuste por Inflación - Argentina	-	(213.506)	-	(223.746)
Otros Impuestos Diferidos	439.228	(305.654)	314.349	(276.489)
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos antes de compensación	1.909.749	(1.763.342)	1.804.276	(1.970.105)
Compensación de activos/(pasivos) por impuestos diferidos	(1.074.099)	1.074.099	(940.053)	940.053
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos después de compensación	835.650	(689.243)	864.223	(1.030.052)

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	Saldo neto al 01.01.2023	Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Movimientos			Saldo neto al 31.03.2023
				Transferencias a grupos de activos clasificados como mantenidos para la venta (*)	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
Depreciaciones	(830.103)	1.821	-	291.783	110.280	(135.017)	(561.236)
Amortizaciones	(23.563)	(29)	-	-	(974)	-	(24.566)
Obligaciones por beneficios post-empleo	441.646	(6.755)	17	-	17.733	3.242	455.883
Revaluaciones de instrumentos financieros	59.595	5.931	10.563	(10.808)	4.663	-	69.944
Pérdidas Fiscales	228.197	22.497	-	(28.291)	8.803	-	231.206
Provisiones	144.285	(72.116)	-	(15.261)	(7.753)	5.953	55.108
Provisión Contingencias Civiles	57.620	5.530	-	(1.104)	847	-	62.893
Provisión Contingencias Trabajadores	46.818	2.095	-	(384)	424	-	48.953
Provisión Cuentas Incobrables	282.767	(19.901)	-	(2.414)	7.936	1.778	270.166
Provisión Cuentas de Recursos Humanos	15.322	318	-	(2.246)	(51)	-	13.343
Activos Financieros CINIIF 12	(339.262)	(27.336)	-	-	(14.720)	-	(381.318)
Otras Provisiones	81.020	(32.822)	-	(9.113)	(2.189)	4.175	41.071
Otros Impuestos Diferidos	(185.886)	85.745	-	4.228	(27.656)	43.637	(79.932)
Ajuste por inflación - Argentina	(223.746)	(3.793)	-	5.386	(1.763)	10.410	(213.506)
Otros Impuestos Diferidos	37.860	89.538	-	(1.158)	(25.893)	33.227	133.574
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	(165.829)	37.094	10.580	241.651	105.096	(82.185)	146.407

(*) Ver nota 6

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	Saldo neto al 01.01.2022	Movimientos					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	Otros incrementos (decrementos)	
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 CINIIF 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)

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 marzo de 2023, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de MUS\$ 60.801 (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 marzo de 2023 asciende a MUS \$3.114.852 (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 marzo de 2023, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a MUS\$ 7.744.882 (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 - 2021
Brasil	2017 - 2021
Chile	2019 - 2021
Colombia	2016 - 2021
Costa Rica	2018 - 2021
Guatemala	2018 - 2021
Panamá	2018 - 2021
Perú	2017 - 2021

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas tributarias, los resultados de las inspecciones que en el futuro pudieran llevar a cabo las autoridades tributarias para los años sujetos a verificación

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 periodos terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023			2022 (Reexpresado)		
	Importe antes de impuestos	Gasto (Ingreso) por impuestos a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (Ingreso) por impuestos a las ganancias	Importe después de impuestos
Activos Financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(3.813)	-	(3.813)	-	-	-
Cobertura de Flujos de efectivo	(39.075)	9.643	(29.432)	(74.177)	11.950	(62.227)
Diferencias de cambio por conversión	310.28	-	310.28	1.894.4	-	1.894.4
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	9	-	9	25	-	25
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	(9.242)	17	(9.225)	2.889	-	2.889
Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	258.159	9.660	267.819	1.823.137	11.950	1.835.067

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales por los periodos terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	2023	2022 (Reexpresado)
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales	10.580	11.327
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales de Operaciones Discontinuas	(920)	623
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	9.660	11.950

- 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 revertan 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 publicó 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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corriente		No corriente	
	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2022	al 31.12.2022
Préstamos que devengan intereses	980.859	1.191.605	4.584.488	5.132.513
Instrumentos derivados de cobertura (*)	176.738	120.250	162.524	137.607
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	-	2.024	-	1.005
Total	1.157.597	1.313.879	4.747.012	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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corriente		No corriente	
	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022
Préstamos bancarios garantizados	109.489	122.363	870.066	1.064.753
Préstamos bancarios no garantizados	436.369	560.550	1.341.289	1.619.771
Obligaciones con el público no garantizadas	273.314	350.555	2.252.011	2.334.355
Obligaciones con el público garantizadas	160.825	157.310	121.122	113.634
Otros préstamos	862	827	-	-
Total	980.859	1.191.605	4.584.488	5.132.513

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

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	al 31.03.2023							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		
Chile	US\$	5,91%	5,91%	Sin Garantía	-	63.031	63.031	-	-	-	-	-	-	-	-
Chile	CLP	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Peru	US\$	4,92%	4,83%	Sin Garantía	-	70.064	70.064	-	-	-	-	-	-	-	-
Brasil	US\$	3,62%	3,46%	Con Garantía	32.010	23.297	55.307	152.702	23.411	23.411	23.411	118.551	341.486	-	-
Brasil	BRL	8,24%	8,23%	Con Garantía	11.644	30.586	42.230	39.537	39.746	40.367	40.713	306.469	466.832	-	-
Brasil	EUR	2,29%	2,28%	Con Garantía	5.663	5.662	11.325	11.326	9.197	7.069	7.069	27.087	61.748	-	-
Brasil	US\$	3,14%	3,13%	Sin Garantía	3.087	108.795	111.882	229.774	152.531	55.684	66.399	92.110	596.498	-	-
Brasil	BRL	10,61%	10,51%	Sin Garantía	13.101	14	13.115	54.952	19	19	19	34	55.043	-	-
Colombia	COP	0,00%	0,00%	Con Garantía	289	338	627	-	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	US\$	0,90%	0,90%	Sin Garantía	41.897	-	41.897	-	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	COP	13,49%	12,87%	Sin Garantía	18.855	117.524	136.379	31.137	27.560	214.685	195.522	220.844	689.748	-	-
Total					126.547	419.311	545.858	519.428	252.464	341.235	333.133	765.095	2.211.355		

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	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		
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	689.947	-	-
Total					223.605	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 marzo de 2023 asciende a MUS\$ 3.409.872 (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

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	el 31.03.2023									
											Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento				Total No Corriente		
											Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	De a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años		Más de Cinco Años	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A	Brasil	Extranjero	Bndes Capex 2012 Finame	Brasil	BRL	3,00%	3,00%	Mensual	Si	272	-	272	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 III	Canadá	US\$	1,43%	1,40%	Al Vencimiento	Si	84	-	84	37.302	-	-	-	-	-	37.302
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 IV	Canadá	US\$	1,41%	1,40%	Al Vencimiento	Si	28	-	28	22.381	-	-	-	-	-	22.381
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A	Brasil	Extranjero	Bndes Capex 12 Finame	Brasil	BRL	3,00%	3,00%	Mensual	Si	203	-	203	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil (Bond d)	E.E.U.U.	US\$	6,16%	6,15%	Al Vencimiento	Si	29	-	29	1.145	-	-	-	-	-	1.145
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil (Bond pl)	E.E.U.U.	US\$	6,26%	4,32%	Al Vencimiento	Si	47	-	47	1.642	-	-	-	-	-	1.642
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A	Brasil	Extranjero	BNB Contrato - Semirádico	Brasil	BRL	9,25%	9,24%	Mensual	Si	1.181	3.462	4.643	5.079	5.079	5.079	5.079	423	20.739	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A	Brasil	Extranjero	BNB Contrato - Outras regiões	Brasil	BRL	9,25%	9,24%	Mensual	Si	1.060	3.105	4.165	4.578	4.579	4.578	4.578	382	18.696	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A	Brasil	Extranjero	Finap - Coelce	Brasil	BRL	8,38%	8,37%	Mensual	No	5	14	19	19	19	19	19	34	110	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A	Brasil	Extranjero	BNP 4131 II - Coelce	Francia	US\$	2,16%	2,15%	Al Vencimiento	No	4	23.734	23.738	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 - Coelce IV	Canadá	US\$	1,53%	1,52%	Al Vencimiento	No	124	40.568	40.692	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A	Brasil	Extranjero	Sumitomo 4131 - Coelce	Japón	US\$	2,14%	2,13%	Al Vencimiento	No	492	-	492	50.544	-	-	-	-	-	60.544
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A	Brasil	Extranjero	Citibank 4131 - Coelce	E.E.U.U.	US\$	6,54%	6,53%	Al Vencimiento	No	78	-	78	55.598	-	-	-	-	-	65.698
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 - Coelce V	Canadá	US\$	5,50%	5,49%	Al Vencimiento	No	55	-	55	-	-	45.576	-	-	-	45.576
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 - Coelce VI	Canadá	US\$	5,54%	5,53%	Al Vencimiento	No	485	-	485	-	24.649	-	-	-	-	24.649
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	97036000-k	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\$	5,91%	5,91%	Al Vencimiento	No	-	14.521	14.521	-	-	-	-	-	-	
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	The Bank of Nova Scotia	E.E.U.U.	US\$	5,91%	5,91%	Al Vencimiento	No	-	18.900	18.900	-	-	-	-	-	-	
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Sumitomo Mitsui Banking	E.E.U.U.	US\$	5,91%	5,91%	Al Vencimiento	No	-	14.490	14.490	-	-	-	-	-	-	
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Bank of América N.A.	E.E.U.U.	US\$	5,91%	5,91%	Al Vencimiento	No	-	7.560	7.560	-	-	-	-	-	-	
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Citibank N.A.	E.E.U.U.	US\$	5,91%	5,91%	Al Vencimiento	No	-	7.560	7.560	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A	Brasil	Extranjero	Finap - 2º protocolo	Brasil	BRL	6,38%	6,37%	Mensual	Si	688	2.116	2.804	242	-	-	-	-	-	242
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A	Brasil	Extranjero	BNP 4131 II - Eletropaulo	Francia	US\$	1,73%	1,72%	Al Vencimiento	No	47	44.493	44.540	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A	Brasil	Extranjero	BNP 4131 II - Eletropaulo	Francia	US\$	1,99%	1,98%	Al Vencimiento	No	756	-	756	84.537	-	-	-	-	-	84.537
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 II - Eletropaulo	Canadá	US\$	2,33%	2,32%	Al Vencimiento	No	342	-	342	-	39.863	-	-	-	-	39.863
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A	Brasil	Extranjero	BNP 4131 IV - Eletropaulo	Francia	BRL	8,68%	8,41%	Al Vencimiento	No	1.216	-	1.216	54.934	-	-	-	-	-	54.934
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 III - Eletropaulo	Canadá	US\$	2,63%	2,62%	Al Vencimiento	No	130	-	130	-	-	-	56.290	-	-	56.290
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A	Brasil	Extranjero	MUFG 4131 - Eletropaulo	Japón	US\$	2,09%	2,08%	Al Vencimiento	No	49	-	49	39.095	-	-	-	-	-	39.095
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 IV	Canadá	US\$	2,39%	2,38%	Al Vencimiento	No	113	-	113	-	77.910	-	-	-	-	77.910
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A	Brasil	Extranjero	7ª emissão de Notas Promissórias - 3ª série	Brasil	BRL	14,76%	14,75%	Al Vencimiento	No	11.880	-	11.880	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A	Brasil	Extranjero	BEI 4131 Itau 26 Musd	Luxemburgo	US\$	3,80%	3,79%	Al Vencimiento	No	85	-	85	-	2.022	2.022	2.022	18.654	24.720	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A	Brasil	Extranjero	BEI 4131 Itau 104 Musd	Luxemburgo	US\$	3,65%	3,64%	Al Vencimiento	No	327	-	327	-	8.087	8.087	8.087	73.455	97.718	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bank of Nova Scotia	Canadá	COP	0,90%	0,90%	Al Vencimiento	No	41.897	-	41.897	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	13,88%	13,43%	Semestral	No	822	14.308	15.130	14.308	-	-	-	-	-	14.308
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	5,84%	5,72%	Al Vencimiento	No	1.092	-	1.092	-	-	46.144	-	-	-	46.144
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	13,59%	12,95%	Trimestral	No	556	-	556	-	-	-	21.462	-	-	21.462
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A.	Colombia	COP	15,33%	14,78%	Al Vencimiento	No	1.763	85.850	87.613	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A.	Colombia	COP	13,95%	13,13%	Mensual	No	204	549	753	732	732	61	-	-	-	1.625
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Scotiabank Colpatria S.A.	Colombia	COP	13,66%	12,87%	Al Vencimiento	No	1.423	-	1.423	-	-	85.850	-	-	-	85.850
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	Colombia	COP	0,00%	0,00%	Mensual	Si	100	66	166	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	Colombia	COP	0,00%	0,00%	Mensual	Si	131	175	308	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	Colombia	COP	0,00%	0,00%	Mensual	Si	58	97	155	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco Itau Corp/Banca Colombia S.A.	Colombia	COP	12,56%	11,89%	Mensual	No	251	571	822	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco Itau Corp/Banca Colombia S.A.	Colombia	COP	12,63%	11,95%	Mensual	No	58	149	207	-	-	-	-	-	-	-

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 Amortización	Garantía	al 31.03.2023											
											Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento				Més de Cinco Años	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					
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	13.67%	12.86%	Anual	No	5.401	12.877	14.278	12.877	12.877	-	-	-	-	-	38.631	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	12.90%	12.51%	Al Vencimiento	No	2.366	-	2.366	-	-	55.802	-	-	-	-	56.802	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	14.38%	13.90%	Al Vencimiento	No	3.420	-	3.420	-	-	-	-	-	103.020	103.020		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	13.41%	12.99%	Anual	No	1.219	-	1.219	-	-	10.731	10.731	-	-	21.462	53.656	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	14.08%	13.40%	Anual	No	364	3.219	3.583	3.219	3.219	3.219	-	-	-	-	9.667	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	14.40%	13.69%	Al Vencimiento	No	2.113	-	2.113	-	-	-	88.210	-	-	-	88.210	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	13.91%	13.24%	Trimestral	No	379	-	379	-	-	-	32.194	-	-	-	32.194	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	13.79%	13.13%	Trimestral	No	141	-	141	-	-	-	42.925	-	-	-	42.925	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	14.63%	13.89%	Al Vencimiento	No	236	-	236	-	-	-	-	-	-	-	19.102	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	16.17%	15.27%	Al Vencimiento	No	1.049	-	1.049	-	-	-	-	-	-	-	77.261	
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131	Canadá	US\$	1.50%	1.49%	Al Vencimiento	Si	31.822	-	31.822	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Perú S.A.C.	Perú	Extranjero	Scotiabank	Perú	US\$	4.92%	4.83%	Al Vencimiento	No	-	70.064	70.064	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	8.91%	8.90%	Mensual	Si	285	854	1.139	1.139	1.139	1.139	-	-	-	-	7.685	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	9.39%	9.38%	Mensual	Si	348	1.043	1.391	1.391	1.391	1.391	-	-	-	-	12.869	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	9.23%	9.22%	Mensual	Si	172	540	712	778	848	925	1.007	-	-	-	5.871	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	8.91%	8.90%	Mensual	Si	302	905	1.207	1.206	1.206	1.206	1.206	-	-	-	7.839	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	8.91%	8.90%	Mensual	Si	71	212	283	282	282	282	282	-	-	-	1.836	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	8.91%	8.90%	Mensual	Si	302	906	1.208	1.208	1.208	1.208	1.208	-	-	-	7.852	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	9.31%	9.30%	Mensual	Si	303	910	1.213	1.214	1.214	1.214	1.214	-	-	-	7.890	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	9.23%	9.22%	Mensual	Si	231	692	923	923	923	923	923	-	-	-	8.535	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	9.23%	9.22%	Mensual	Si	155	485	640	698	761	830	903	-	-	-	5.261	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	9.23%	9.22%	Mensual	Si	301	902	1.203	1.203	1.203	1.203	1.203	-	-	-	11.126	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	8.91%	8.90%	Mensual	Si	285	856	1.141	1.141	1.141	1.141	1.141	-	-	-	7.704	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	8.73%	8.72%	Mensual	Si	511	1.533	2.044	2.044	2.044	2.044	2.044	-	-	-	15.840	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	8.55%	8.54%	Mensual	Si	476	1.428	1.904	1.904	1.904	1.904	1.904	-	-	-	14.755	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	9.07%	9.06%	Mensual	Si	901	2.702	3.603	3.603	3.603	3.603	3.603	-	-	-	24.923	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Italia	US\$	3.94%	3.93%	Semestral	Si	-	1.175	1.175	1.175	1.175	1.175	-	-	-	-	4.700	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Italia	US\$	3.94%	3.93%	Semestral	Si	-	1.803	1.803	1.763	1.763	1.763	1.763	-	-	-	-	7.051
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Italia	US\$	3.94%	3.93%	Semestral	Si	-	1.175	1.175	1.175	1.175	1.175	1.175	-	-	-	-	4.700
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A. - Milan Branch	Italia	US\$	3.94%	3.93%	Semestral	Si	-	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045	1.045	-	-	-	-	4.202
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A. - Milan Branch	Italia	US\$	3.94%	3.93%	Semestral	Si	-	1.568	1.568	1.568	1.568	1.568	1.568	-	-	-	-	6.304
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A. - Milan Branch	Italia	US\$	3.94%	3.93%	Semestral	Si	-	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	-	-	-	-	4.183
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	1.618	1.617	3.235	3.236	2.628	2.020	2.020	-	-	-	-	7.739
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	2.427	2.427	4.854	4.854	3.942	3.029	3.029	-	-	-	-	11.609
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	1.618	1.618	3.236	3.236	2.628	2.020	2.020	-	-	-	-	7.739
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	10.15%	10.14%	Mensual	Si	104	336	440	482	524	568	598	-	-	-	-	11.123
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.89%	7.88%	Mensual	Si	232	524	766	691	711	718	727	-	-	-	-	8.475
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.88%	7.87%	Mensual	Si	262	608	870	826	836	856	876	-	-	-	-	9.002
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.90%	7.89%	Mensual	Si	253	530	785	698	726	735	735	-	-	-	-	8.967
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.88%	7.86%	Mensual	Si	253	527	780	752	743	741	747	-	-	-	-	9.546
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.89%	7.88%	Mensual	Si	252	560	812	781	768	788	788	-	-	-	-	9.341
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.89%	7.88%	Mensual	Si	228	512	740	664	658	690	694	-	-	-	-	8.572
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.89%	7.88%	Mensual	Si	213	485	698	640	630	635	627	-	-	-	-	7.894
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.87%	7.86%	Mensual	Si	227	508	795	684	682	679	684	-	-	-	-	9.439
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.46%	8.45%	Mensual	Si	104	146	250	220	248	284	325	-	-	-	-	10.857
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.44%	8.43%	Mensual	Si	74	94	168	147	169	197	230	-	-	-	-	8.468
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.44%	8.43%	Mensual	Si	73	92	165	144	169	197	233	-	-	-	-	8.462
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.44%	8.43%	Mensual	Si	73	92	165	144	168	196	233	-	-	-	-	8.442
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.44%	8.43%	Mensual	Si	74	97	171	151	172	200	236	-	-	-	-	8.333
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.23%	8.10%	Mensual	Si	228	541	769	748	785	832	817	-	-	-	-	7.642
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.09%	8.08%	Mensual	Si	237	577	814	790	814	834	830	-	-	-	-	7.757
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.12%	8.11%	Mensual	Si	236	574	810	785	808	849	833	-	-	-	-	7.719
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.14%	8.13%	Mensual	Si	236	575	811	786	808	850	833	-	-	-	-	8.166
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.09%	8.08%	Mensual	Si	234	558	792	771	810	858	843	-	-	-	-	7.873
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	San 4131 EGP - 1	Espana	US\$	4.09%	4.08%	Semestral	Si	-	3.278	3.278	4.046	4.046	4.046	4.046	-	-	-	-	23.623
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	China 4131 EGP - 1	Italia	US\$	4.09%	4.08%	Semestral	Si	-	4.212	4.212	4.212	4.212	4.212	4.212	-	-	-	-	23.163
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	San 4131 EGP - 2	Espana	US\$	3.82%	3.40%	Semestral	Si	-	4.234	4.234	3.619	3.619	3.619	3.619	-	-	-	-	19.906
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	China 4131 EGP - 2	Inglaterra	US\$	3.54%	3.40%	Semestral	Si	-	3.767	3.767	3.767	3.767	3.767	3.767	-	-	-	-	20.719
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131	Canadá	US\$	2.01%	2.00%	Semestral	Si	-	-	-	66.822	-	-	-	-	-	-	-	66.822
Total												128.547	419.311	545.858	519.428	252.464	341.235	333.133	765.096	2.211.355		

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	Doce 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\$	1.46%	1.47%	Al Vencimiento	Si	213	-	213	-	36.467	-	-	-	-	-	-	36.467
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 IV	Canadá	US\$	1.46%	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.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.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 - Semáforo	Brasil	BRL	8.70%	8.69%	Mensual	Si	1.127	3.302	4.429	4.866	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	Finop - 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	Extranjero	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.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.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.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 America N.A.	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 NA	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.U.U.	US\$	0.38%	0.38%	Trimestral	No	4	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Finop - 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 emisión de Notas Promisórias - 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	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	7.906	70.291	-	-	84.009
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	5.90%	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 Itaú 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 Itaú 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 Itaú 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 Itaú CorpBanca Colombia S.A.	Colombia	COP	11.44%	10.88%	Mensual	No	56	162	218	36	-	-	-	-	-	-	-	36

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 Amortización	Garantía	al 31.12.2022											
											Vencimiento			Vencimiento				Total No Corriente				
											Menos de 90 días	Más de 90 días	Total	Uno a Dos Años	Doce a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años		Más de Cinco Años	Total No Corriente		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	12.90%	12.51%	Al Vencimiento	No	596	-	596	-	-	53.621	-	-	-	-	63.621	
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	
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	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	14.82%	14.06%	Al Vencimiento	No	928	-	928	-	-	-	-	-	-	-	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
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	
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
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	
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	
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	
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	-	-	-	30.000	
Extranjero	EGP Perú S.A.	Perú	Extranjero	European Investment Bank	Perú	US\$	2.72%	2.69%	Semestral	Si	-	37	37	-	833	833	833	-	-	-	7.500	
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	
Extranjero	EGP Perú S.A.	Perú	Extranjero	Interamerican Development Bank	Perú	US\$	2.52%	2.50%	Semestral	Si	-	50	50	-	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	
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	
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	
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	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	8.91%	8.90%	Mensual	Si	269	866	1.135	1.154	1.154	1.154	1.154	-	-	-	7.792	
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	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	8.91%	8.90%	Mensual	Si	269	867	1.136	1.156	1.156	1.156	1.156	-	-	-	7.805	
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	
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	
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	
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	
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	
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	
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	
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	
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	
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	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.44%	8.43%	Mensual	Si	18	54	72	141	161	186	220	-	-	-	8.232	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.23%	8.10%	Mensual	Si	227	514	741	710	745	787	797	-	-	-	7.536	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.09%	8.08%	Mensual	Si	194	545	739	754	779	799	802	-	-	-	7.662	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.12%	8.11%	Mensual	Si	193	543	736	749	772	806	813	-	-	-	7.623	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.14%	8.13%	Mensual	Si	193	543	736	750	771	806	814	-	-	-	7.625	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.09%	8.08%	Mensual	Si	191	530	721	732	769	813	822	-	-	-	7.774	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	San 4131 EGP- 1	España	US\$	4.09%	4.08%	Semestral	Si	2.072	2.072	4.144	4.144	4.144	4.144	4.144	-	-	-	24.864	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	China 4131 EGP- 1	Italia	US\$	4.09%	4.08%	Semestral	Si	2.157	2.157	4.314	4.313	4.313	4.313	4.313	-	-	-	25.879	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	San 4131 EGP- 2	España	US\$	3.82%	3.40%	Semestral	Si	1.853	1.853	3.706	3.707	3.707	3.707	3.707	-	-	-	22.240	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	China 4131 EGP- 2	Inglaterra	US\$	3.54%	3.40%	Semestral	Si	1.736	1.353	3.089	3.090	3.090	3.090	3.090	-	-	-	18.794	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131	Canadá	US\$	2.01%	2.00%	Semestral	Si	-	-	-	68.025	-	-	-	-	-	-	68.025	
Total											223.605	459.308	682.913	677.298	440.684	408.102	286.904			872.636	2.684.624	

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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 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 31.03.2023								
				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%	Sin Garantía	10.420	-	10.420	-	-	592.661	-	-	592.661
Brasil	BRL	15.04%	Sin Garantía	104.774	95.831	200.605	131.946	282.129	189.229	56.671	491.795	1.161.770
Colombia	COP	14.21%	Sin Garantía	8.526	53.763	62.289	136.584	162.294	-	96.581	112.121	507.580
Total				123.720	149.594	273.314	268.530	444.423	781.890	153.252	603.916	2.252.011

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	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	
Chile	US\$	5.30%	Sin Garantía	-	4.405	4.405	-	-	592.135	-	-	592.135
Peru	US\$	6.34%	Sin Garantía	275	-	275	-	-	-	-	10.017	10.017
Peru	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 - 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 31.03.2023							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
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 5ª Emissão - 2 série (CEAR25)	Brasil	BRL	15.92%	15.91%	Anual	688	19.896	20.584	19.803	-	-	-	-	19.803
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 6ª Emissão - 1 série (CEAR16)	Brasil	BRL	14.74%	14.73%	Al Vencimiento	8.214	-	8.214	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 6ª Emissão - 2 série (CEAR26)	Brasil	BRL	16.14%	16.13%	Anual	1.255	-	1.255	43.851	26.350	-	-	-	70.201
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 7ª Emissão - 1 série (COCE27)	Brasil	BRL	14.28%	14.27%	Al Vencimiento	159	75.935	76.094	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 8ª Emissão	Brasil	BRL	16.16%	16.15%	Al Vencimiento	2.804	-	2.804	-	-	-	-	123.096	123.096
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 9ª Emissão	Brasil	BRL	16.16%	16.15%	Al Vencimiento	5.337	-	5.337	-	186.780	-	-	-	186.780
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	COP	18.71%	17.52%	Al Vencimiento	887	-	887	-	41.495	-	-	-	41.495
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E7-17	Colombia	COP	6.46%	6.31%	Al Vencimiento	177	-	177	42.925	-	-	-	-	42.925
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E7-18	Colombia	COP	6.74%	6.58%	Al Vencimiento	618	-	618	-	42.925	-	-	-	42.925
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-18	Colombia	COP	17.34%	16.32%	Al Vencimiento	1.225	-	1.225	-	-	-	-	34.340	34.340
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B5-18	Colombia	COP	16.47%	15.54%	Al Vencimiento	1.206	41.852	43.058	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B10-19	Colombia	COP	17.32%	16.29%	Al Vencimiento	472	-	472	-	-	-	-	42.925	42.925
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E4-2020	Colombia	COP	4.70%	4.62%	Al Vencimiento	237	-	237	53.656	-	-	-	-	53.656
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B7-2020	Colombia	COP	16.05%	15.16%	Al Vencimiento	772	-	772	-	-	-	53.656	-	53.656
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B15-09	Colombia	COP	20.17%	18.80%	Al Vencimiento	297	11.911	12.208	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	COP	17.41%	16.37%	Al Vencimiento	360	-	360	-	-	-	42.925	-	42.925
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	COP	18.95%	17.73%	Al Vencimiento	782	-	782	-	77.874	-	-	-	77.874
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	COP	17.97%	16.87%	Al Vencimiento	702	-	702	-	-	-	-	34.856	34.856
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	COP	17.61%	16.55%	Al Vencimiento	790	-	790	40.003	-	-	-	-	40.003
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	7.76%	6.60%	Al Vencimiento	19	-	19	-	-	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	10.401	-	10.401	-	-	591.803	-	-	591.803
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª Emissão - 1ª serie	Brasil	BRL	14.56%	14.56%	Anual	7.259	-	7.259	68.292	68.999	-	-	-	137.291
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª Emissão - 2ª serie	Brasil	BRL	13.75%	13.74%	Al Vencimiento	2.982	-	2.982	-	-	189.229	-	-	189.229
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 25ª Emissão	Brasil	BRL	14.02%	14.01%	Anual	3.166	-	3.166	-	-	-	-	148.276	148.276
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 26ª Emissão	Brasil	BRL	15.52%	15.51%	Anual	8.271	-	8.271	-	-	-	56.671	-	56.684
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	7ª emissão de Notas Promissórias - 3ª série	Brasil	BRL	14.76%	14.75%	Al Vencimiento	60.145	-	60.145	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures 27ª Emissão	Brasil	BRL	14.58%	14.58%	Anual	4.495	-	4.495	-	-	-	-	163.739	163.739
Total										123.720	149.594	273.314	268.530	444.423	781.890	153.252	603.916	2.252.011

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 31.12.2022					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
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	880	-	880	-	-	-	-	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	19,39%	18,12%	Al Vencimiento	287	-	287	11.426	-	-	-	-	11.426
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	COP	16,62%	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																		2.334.355

c) Obligaciones con el Público Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público Garantizadas al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 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	al 31.03.2023					Total No Corriente
				Mencio de 90 días	Más de 90 días		Vencimiento					
							Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Brasil	BRL	13,84%	Con Garantía	1.133	159.692	160.825	21.111	21.287	21.252	20.887	36.585	121.122
Total				1.133	159.692	160.825	21.111	21.287	21.252	20.887	36.585	121.122

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente	al 31.12.2022					Total No Corriente
				Mencio de 90 días	Más de 90 días		Vencimiento					
							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	al 31.03.2023						Total No Corriente		
										Vencimiento			Vencimiento					
										Mencio 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	Extranjero	Debêntures 1ª Emissão (EGVG11) - 1ª Série	Brasil	BRL	13,41%	13,40%	Anual	-	14.411	14.411	13.789	13.345	13.345	23.581	77.405	
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Debêntures 1ª Emissão (EGVG21) - 2ª Série	Brasil	BRL	13,41%	13,40%	Anual	-	7.490	7.490	7.154	6.914	6.914	12.274	40.170	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 23ª Emissão 2ª Série	Brasil	BRL	15,26%	15,15%	Anual	1.040	137.616	138.656	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	17,10%	13,59%	Semestral	44	86	130	58	469	488	329	502	1.846
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	17,32%	13,67%	Semestral	49	89	138	110	559	505	299	228	1.701
Total										1.133	159.692	160.825	21.111	21.287	21.252	20.887	36.585	121.122

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	al 31.12.2022						Total No Corriente		
										Vencimiento			Vencimiento					
										Mencio 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	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	1.697
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 marzo de 2023 asciende a MUS\$ 3.023.294 (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	al 31.03.2023								
									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
Extranjera	Enel Perú S.A.C.	Perú	Extranjera	Scotiabank	Perú	US\$	4.83%	Al Vencimiento	9	-	9	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjera	Banco Daycoval (Factoring por Pagar)	Brasil	BRL	1.35%	Al Vencimiento	853	-	853	-	-	-	-	-	-
Total									862	-	862	-	-	-	-	-	-

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 marzo de 2023, del total de la deuda denominada en dólares estadounidenses ("US\$") del Grupo, MUS\$ 178.313 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).

El movimiento al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022, 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
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	(1.977)	(7.272)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	1.359	3.456
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	591	2.155
Diferencias de conversión	2	(316)
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	(25)	(1.977)

e) Otros aspectos.

Al 31 de marzo de 2023, el Grupo Enel Américas tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional por un monto de MUS\$ 161.405 (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 31.03.2023									
			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\$	5,91%	969	65.586	66.555	105.997	-	-	-	-	-	105.997
Perú	US\$	4,83%	-	70.064	70.064	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	US\$	0,90%	42.031	-	42.031	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	COP	12,87%	27.194	194.588	221.782	117.743	109.593	282.377	251.472	235.051	-	996.236
Brasil	US\$	3,30%	41.214	116.104	157.318	416.629	187.273	140.685	35.174	147.281	-	927.042
Brasil	BRL	9,37%	26.932	119.496	146.428	145.974	96.304	92.706	88.778	610.690	-	1.034.452
Brasil	EUR	2,28%	6.073	6.784	12.857	12.596	10.223	7.924	7.760	28.301	-	66.804
Total			144.413	572.622	717.035	798.939	403.393	523.692	383.184	1.021.323	-	3.130.531

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 31.03.2023								
			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%	6.352	19.055	25.407	25.407	25.407	615.689	-	-	666.503
Colombia	COP	14.21%	19.865	110.740	130.605	198.868	209.890	34.260	124.886	145.034	712.938
Brasil	BRL	14.44%	124.464	406.851	531.315	323.402	449.394	308.821	163.362	731.397	1.976.376
Total			150.681	536.646	687.327	547.677	684.691	958.770	288.248	876.431	3.355.817

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 31.03.2023								
			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	1.35%	862	-	862	-	-	-	-	-	-
Total			862	-	862	-	-	-	-	-	-

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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corriente		No corriente	
	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022
	Pasivos por arrendamientos	22.561	34.905	160.620
Total	22.561	34.905	160.620	176.686

21.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos

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	al 31.03.2023					Total No Corriente			
									Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					
								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 Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	7.90%	Mensual	501	1013	1.514	1.395	1.442	1.490	1.539	13.366	19.232
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Carlos Enrique Giovanetty Mendoza	Colombia	COP	12.01%	Anual	1	2	3	7	8	9	10	1.675	1.700
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Luz Charris v Herederos S.A.S	Colombia	COP	11.04%	Anual	4	10	14	15	17	18	21	1.817	1.888
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	FBM S.A.S.	Colombia	COP	10.60%	Anual	2	5	7	9	10	11	12	1.110	1.162
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Doña Barbara & Cia S.	Colombia	COP	14.37%	Anual	1	4	6	7	7	8	9	821	862
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Rolando Manjarres Charris	Colombia	COP	9.19%	Anual	3	7	10	10	12	13	14	1.423	1.472
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	ISA Intercolombia S.A. E.S.P.	Colombia	COP	7.61%	Mensual	5	16	21	14	25	27	29	633	728
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	CI Alliance S.A.	Colombia	COP	7.25%	Mensual	55	166	221	237	255	274	295	3.173	4.234
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Terrapuerto SAS	Colombia	COP	7.25%	Mensual	41	123	164	176	189	204	219	2.355	3.143
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Compañía General	Colombia	COP	7.25%	Mensual	33	99	132	142	152	164	176	1.924	2.568
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Frigorifico Rodeo Ltda.	Colombia	COP	10.92%	Anual	2	4	6	6	6	7	7	1.058	1.084
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Inversiones Macondal S.A.S	Colombia	COP	10.56%	Anual	2	5	7	9	9	10	11	1.123	1.162
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Transportes Especiales Aliados S.A.S	Colombia	COP	4.08%	Mensual	418	1.251	1.669	609	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Busapress S.A.	Colombia	COP	8.33%	Mensual	113	339	452	609	-	-	-	-	609
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	ALD Automotive	Colombia	COP	9.91%	Mensual	68	218	284	120	1	-	-	-	121
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	11.60%	Anual	2	7	9	15	16	16	18	1.504	1.569
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	10.36%	Mensual	78	235	313	234	100	96	62	474	966
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	15.24%	Trimestral	1	1	1	1	1	1	1	105	109
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	BR Propertes S/A	Brasil	BRL	15.02%	Mensual	131	709	840	898	1.142	1.338	1.569	6.574	11.521
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL Locacoes Ltda.	Brasil	BRL	10.50%	Mensual	1.002	5.280	6.282	6.365	7.676	6.463	-	-	20.504
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Vamos Locacao de Caminhoes	Brasil	BRL	11.22%	Mensual	87	107	194	131	161	165	-	-	457
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interstaduais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	12.00%	Mensual	220	88	308	67	-	-	-	-	67
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DHL Logistics Ltda.	Brasil	BRL	10.85%	Mensual	186	852	1.038	800	-	-	-	-	800
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	11.82%	Mensual	303	780	1.083	369	269	10	-	-	648
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	14.26%	Mensual	13	58	71	40	49	57	66	171	383
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	14.00%	Mensual	21	71	92	71	78	91	104	687	1.031
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Fundacao Coeice de Seguridade Social - Faelce	Brasil	BRL	17.92%	Mensual	44	240	284	300	378	441	515	2.001	3.635
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interstaduais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	12.38%	Mensual	210	85	295	65	-	-	-	-	65
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	12.98%	Mensual	118	551	669	248	219	234	244	681	1.628
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	13.31%	Mensual	6	24	30	24	19	23	26	77	169
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	Fundacao Ampla de Seguridade Social	Brasil	BRL	8.64%	Anual	-	877	877	960	1.007	-	-	-	1.967
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	Lucilla de Oliveira Coelho	Brasil	BRL	14.15%	Mensual	80	428	508	529	661	759	873	2.599	5.421
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interstaduais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	11.75%	Mensual	101	101	202	76	-	-	-	-	76
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	13.17%	Mensual	60	276	336	315	383	356	170	666	1.890
Extranjero	EDESUR	Argentina	Extranjero	Acreedores Varios	Argentina	ARS	0.62%	Mensual	-	25	25	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	13.91%	Mensual	8	33	41	8	10	12	14	33	77
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Inversiones Hayat	Panamá	US\$	4.95%	Mensual	131	392	523	145	145	145	145	703	1.283
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Panamá Car Rental	Panamá	US\$	5.50%	Mensual	84	252	336	81	81	37	-	-	199
Extranjero	EGP Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Birra S.A.	Guatemala	US\$	7.20%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-	-	1.326
Extranjero	EGP Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	US\$	7.20%	Mensual	-	-	-	189	-	-	-	-	189
Extranjero	Enel Solar SRL	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	US\$	8.89%	Mensual	63	214	277	74	74	74	74	848	1.144
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	US\$	7.20%	Anual	16	-	16	-	-	-	-	550	560
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Agricola Mamusa S.A.	Guatemala	US\$	7.20%	Mensual	70	-	70	-	-	-	-	2.447	2.447
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	US\$	9.68%	Mensual	40	-	40	-	-	-	-	607	607
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Agroindustria California, S.A. (Pedro Rojas)	Guatemala	US\$	9.68%	Mensual	56	-	56	-	-	-	-	849	849
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Agropecuaria San Antonio Quenené	Guatemala	US\$	9.68%	Anual	53	-	53	-	-	-	-	807	807
Extranjero	EGP Costa Rica S.A.	Costa Rica	Extranjero	Acreedores Varios	Costa Rica	US\$	8.50%	Mensual	6	33	39	48	52	57	62	359	578
Extranjero	Progreso Solar S.A.	Panamá	Extranjero	Valentín Lezcano	Panamá	US\$	6.33%	Mensual	12	38	50	67	67	67	67	543	811
Extranjero	Generadora Solar Austral	Panamá	Extranjero	Ganadera Paldiva	Panamá	US\$	6.75%	Mensual	12	33	45	69	69	69	69	581	867
Extranjero	Jaguito Solar 10MW, S.A.	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	US\$	6.75%	Mensual	3	9	12	32	32	32	32	262	390
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	TS-19 Participacoes Ltda	Brasil	BRL	14.04%	Mensual	6	30	36	37	46	53	61	115	312
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Estrela Projetos e Servicos	Brasil	BRL	17.38%	Mensual	5	12	17	15	19	23	27	1.121	1.205
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Marta de Moraes Santos	Brasil	BRL	17.38%	Mensual	6	16	22	21	27	32	38	1.224	1.342
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Localiza Rent a Car S.A.	Brasil	BRL	11.70%	Mensual	264	930	1.194	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Terra Fundo de Investimento Imobiliario	Brasil	BRL	11.87%	Mensual	4	10	14	12	14	16	18	808	868
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maria José Campos de Lima	Brasil	BRL	18.40%	Anual	4	6	10	23	8	10	13	928	982
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Associaçao Comunitaria e Agroprodorã dos Pequenos Produtores de Rurais de Bicas II	Brasil	BRL	14.34%	Mensual	4	4	8	5	5	8	8	1.112	1.138
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Associaçao dos Pequenos Produtores Rurais de Queixo Dantas	Brasil	BRL	11.87%	Mensual	4	5	9	6	8	9	10	1.103	1.136
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Campo Alegre Empreendimentos Rurais Ltda.	Brasil	BRL	8.76%	Mensual	6	12	18	14	16	19	20	2.166	2.235
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Antonio Aparecido de Souza San	Brasil	BRL	15.57%	Mensual	5	5	6	-	-	1	1	522	524
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Casa dos Ventos Energias Renovaveis S/A	Brasil	BRL	15.05%	Mensual	8	3	11	3	4	4	5	909	925
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Calcario Imap Agro Mineracao Ltda.	Brasil	BRL	14.09%	Mensual	6	3	9	4	4	4	5	1.031	1.052
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Espolio de Cirilo Benvido de Souza	Brasil	BRL	11.68%	Mensual	5	7	12	9	11	11	13	1.770	1.814
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Magalhaes E. Eloy Gestao de Recebive	Brasil	BRL	12.51%	Mensual	5	16	21	19	24	27	31	1.386	1.487
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Joao Carlos Ratajczyk	Brasil	BRL	13.03%	Anual	31	54	85	65	74	87	103	-	329
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	NM Navarro Mariano Patrimonial Ltda.	Brasil	BRL	17.28%	Mensual	10	18	28	23	30	35	43	1.952	2.083
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Potengy Energias Renovaveis	Brasil	BRL	14.97%	Mensual	14	14	28	22	25	28	35	946	1.086
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	12.03%	Mensual	502	405	907	433	368	457	497	31.414	33.169
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	13.96%	Anual	161	319	480	401	447	511	544	2.628	2.928
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	10.21%	Semestral	126	126	126	72	18	18	18	1.911	2.073
Total									6.640	16.921	22.561	16.161	15.971	14.132	7.981	108.375	160.620

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	de	Tipo Amortización	Vencimiento						Total No Corriente	
										Vencimiento		Vencimiento					
										Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Uno a Doce 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	4.37%	Trimestral	2	1,806	1,808	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Corp MG	Perú	USD	2.27%	Mensual	317	992	1,309	1,381	1,456	1,533	1,614	5,833	11,817
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BuildingInmuebles Panamericanas S.A.	Perú	PEN	5.19%	Mensual	60	181	241	253	87	-	-	-	340
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Mareauo 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	121	301	422	371	202	134	78	127	912
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	PEN	4.44%	Mensual	10	30	40	32	-	-	-	-	32
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COOP	6.22%	Mensual	468	974	1,442	1,330	1,374	1,420	1,467	13,214	18,005
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Carlos Enrique Giovanetty Mendoza	Colombia	COOP	15.28%	Anual	95	-	95	5	5	7	8	1,444	1,489
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Luz Charis y Herederos S.A.S	Colombia	COOP	11.31%	Anual	88	-	88	-	-	-	-	1,361	1,381
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	FBM S.A.S	Colombia	COOP	11.31%	Anual	52	-	52	-	-	-	-	1,037	1,037
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Doña Barbara & Cia S.	Colombia	COOP	11.31%	Anual	38	-	38	-	-	-	-	767	767
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Rolando Manjarres Charis	Colombia	COOP	11.31%	Anual	24	-	24	-	-	-	-	1,361	1,361
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	ISA Intercolumbia S.A. E.S.F.	Colombia	COOP	7.88%	Mensual	9	13	22	21	23	25	27	613	709
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	CI Alianza S.A.	Colombia	COOP	7.50%	Mensual	76	157	233	222	239	257	278	3,103	4,097
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Ternateiro SAS	Colombia	COOP	7.50%	Mensual	57	108	165	166	178	191	208	2,309	3,050
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Compañía General	Colombia	COOP	7.50%	Mensual	46	94	140	133	143	154	165	1,881	2,476
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Inversiones Macondal S.A.S	Colombia	COOP	11.27%	Anual	-	127	127	-	-	-	-	1,066	1,066
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Frigorifico Rodero Ltda.	Colombia	COOP	13.11%	Anual	93	-	93	-	-	-	-	910	910
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Transportes Especiales Aliados S.A.S	Colombia	COOP	4.14%	Mensual	432	1,300	1,732	320	-	-	-	-	320
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Buajexpress S.A.	Colombia	COOP	9.50%	Mensual	161	481	642	680	71	-	-	-	751
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	ALD Automotiv	Colombia	COOP	9.25%	Mensual	100	183	283	148	30	-	-	-	354
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COOP	11.79%	Anual	79	4	83	3	5	6	6	1,547	1,588
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COOP	6.71%	Mensual	280	220	500	109	95	99	56	257	616
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COOP	13.41%	Trimestral	5	-	5	1	1	1	1	94	98
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	11,129
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	SIL Locacoes Ltda.	Brasil	BRL	11.02%	Mensual	1,492	4,451	6,943	6,505	7,222	7,466	-	-	21,193
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Varias Locacoes de Caminhões	Brasil	BRL	11.82%	Mensual	223	154	377	133	150	170	15	-	178
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interstaduais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	8.97%	Mensual	-	599	599	268	90	-	-	-	90
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DHL Logistica Ltda.	Brasil	BRL	11.41%	Mensual	-	278	278	895	79	-	-	-	974
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	12.36%	Mensual	456	874	1,330	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	331
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Corp MG	Perú	USD	2.23%	Mensual	150	469	619	653	688	724	762	2,756	6,683
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	USD	6.24%	Mensual	60	192	252	256	38	-	-	-	264
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	USD	2.67%	Mensual	26	77	103	98	-	-	-	-	118
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	11.86%	Mensual	90	67	157	78	73	85	97	621	964
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Fundacao Ampis de Seguridade Social - Brasiletros	Brasil	BRL	19.53%	Mensual	148	199	347	301	352	408	475	1,945	3,481
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interstaduais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	11.61%	Mensual	570	257	827	87	-	-	-	-	974
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	12.91%	Mensual	195	516	711	325	206	219	230	687	1,867
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	13.22%	Mensual	13	21	34	28	18	20	24	78	156
Extranjero	Enel Distribución Río 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 Río S.A.	Brasil	Extranjero	Fundacao Coelce de Seguridade Social - Falece	Brasil	BRL	9.35%	Mensual	-	844	844	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interstaduais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	11.61%	Mensual	261	164	425	103	-	-	-	-	103
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	14.15%	Mensual	305	583	888	850	972	1,072	980	2,424	6,288
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	9	9	12	-	-	41
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Investores Hoyat	Panamá	USD	4.95%	Mensual	73	220	293	192	192	192	192	960	1,728
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Panama Car Rental	Panamá	USD	5.50%	Mensual	47	141	188	93	93	49	-	-	236
Extranjero	EGP Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Birra S.A.	Guatemala	USD	7.20%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-	1,316	1,316
Extranjero	EGP Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	USD	7.20%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-	269	269
Extranjero	Enel Solar SRL	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	USD	8.89%	Mensual	63	188	251	72	72	72	72	982	1,270
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	USD	7.20%	Anual	13	-	13	-	-	-	-	-	560
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Agropecuaria Manueta S.A.	Guatemala	USD	7.20%	Mensual	57	-	57	-	-	-	-	2,488	2,488
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	USD	9.68%	Mensual	32	-	32	-	-	-	-	627	627
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Agroindustria California, S.A. (Pedro Rojas)	Guatemala	USD	9.68%	Mensual	45	-	45	-	-	-	-	877	877
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Agropecuaria San Antonio Quenén	Guatemala	USD	9.68%	Anual	43	-	43	-	-	-	-	834	834
Extranjero	EGP Costa Rica S.A.	Costa Rica	Extranjero	Acreedores Varios	Costa Rica	USD	8.50%	Mensual	9	29	38	45	51	58	66	424	644
Extranjero	EGP Perú S.A.	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	USD	9.14%	Mensual	13	40	53	33	-	-	-	-	33
Extranjero	EGP Perú S.A.	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	USD	9.01%	Mensual	52	158	210	125	-	-	-	-	126
Extranjero	Progreso Solar S.A.	Panamá	Extranjero	Valentin Lezcano Castillo	Panamá	USD	6.33%	Mensual	12	37	49	67	67	67	67	545	813
Extranjero	Generadora Solar Austral	Panamá	Extranjero	Ganadera Paldiva	Panamá	USD	6.75%	Mensual	12	37	49	69	69	69	69	545	813
Extranjero	Jaguito Solar 10MW S.A.	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	USD	6.75%	Mensual	3	10	13	32	32	32	32	260	388
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	TS-19 Participações Ltda.	Brasil	BRL	14.06%	Mensual	145	25	170	37	43	49	56	260	305
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Estrela Projetos e Servicos	Brasil	BRL	18.83%	Mensual	20	9	29	15	18	21	25	1,086	1,146
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maria de Moraes Santos	Brasil	BRL	18.83%	Mensual	30	13	43	25	25	29	35	1,683	1,773
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Localiza Rent a Car S.A.	Brasil	BRL	12.36%	Mensual	263	1,131	1,494	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Terra Fundo de Investimento Imobiliario	Brasil	BRL	12.54%	Mensual	11	8	19	12	13	15	17	771	828
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maria José Campos de Lima	Brasil	BRL	14.27%	Mensual	170	3	173	10	11	13	16	943	983
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Associação Comunitaria a Agropatori dos Pequenos Produtores de Rurais de Bicas II	Brasil	BRL	15.35%	Mensual	14	4	18	5	5	6	7	1,054	1,077
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Associação dos Pequenos Produtores Rurais de Queijo Dantas	Brasil	BRL	15.54%	Mensual	12	4	16	5	7	8	9	1,351	1,361
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Campo Alegre Empreendimentos Rurais Ltda.	Brasil	BRL	13.37%	Mensual	18	4	22	14	16	13	15	2,082	2,140
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maria Petter													

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	el 31.03.2023								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	
Argentina	ARS	0,62%	5	12	17	2	-	-	-	-	2
Colombia	COP	9,28%	2.552	7.290	9.842	9.422	8.055	7.577	7.089	47.398	79.541
Brasil	BRL	12,39%	8.191	21.678	29.869	31.221	23.633	19.910	13.019	196.443	284.226
Panamá	US\$	7,72%	96	1.516	1.612	684	660	595	524	11.900	14.363
Guatemala	US\$	8,26%	137	408	545	1.882	1.083	1.045	1.006	7.234	12.250
Costa Rica	US\$	8,50%	23	68	91	95	95	95	95	435	815
Total			11.004	30.972	41.976	43.306	33.526	29.222	21.733	263.410	391.197

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	el 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	
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 al comienzo de 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 38 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 mitiguen 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 31.03.2023	al 31.12.2022
	%	%
Tasa de interés fija	22%	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 LIBOR será descontinuada paulatinamente, con una fecha límite del 30 de junio de 2023, y el consenso de mercado es que ésta sea sustituida por la tasa de referencia SOFR, correspondiente a una tasa libre de riesgos.

El Grupo Enel Américas ha desarrollado un análisis sobre los potenciales impactos de esta reforma, lo que incluye una identificación de los contratos afectados, un análisis de las cláusulas relevantes y un plan de trabajo con el fin de adaptar y actualizar dicha documentación a los nuevos estándares de mercado.

Sin embargo, lo anterior no elimina algunos potenciales riesgos propios del proceso de adaptación a la nueva tasa de referencia, como lo son un posible aumento o disminución de tasa de interés post cambio de tasa de referencia, riesgo relacionado a la disponibilidad de datos de la nueva tasa, riesgo operacional derivado de la necesidad de adaptar nuestros sistemas a la nueva referencia, entre otros.

Al 31 de marzo de 2023, nuestra exposición total a la deuda LIBOR era de US\$ 462 millones de las cuales incluyen provisiones para la transición del LIBOR a una tasa de referencia alternativa.

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 primer trimestre de 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 del primer trimestre 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 marzo de 2023, no existen operaciones de compra o venta de futuros de energía con la finalidad de cobertura del portafolio de contratación. Al 31 de diciembre de 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.

A pesar del capital de trabajo negativo existente al cierre de marzo de 2023, la Compañía es capaz de responder a esta situación y mitigar el riesgo con la política y acciones aquí descritas.

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 marzo de 2023, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 2.376.031 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 161.405 en líneas de crédito de largo plazo disponible de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2022, el Grupo Enel Américas presenta 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 un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales:

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad, en lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el plazo de cobro a los clientes es muy corto, haciendo que no acumulen individualmente montos muy significativos antes de aplicar la suspensión del suministro por morosidad, de acuerdo con las condiciones contractuales. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito y se miden los montos máximos expuestos a riesgo de pago que, como está dicho, son limitados.

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 a 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.

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\$ 843.908.

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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.03.2023			
	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	-	3.341.680	-	-
Instrumentos derivados	790	-	-	4.449
Otros activos de carácter financiero	114.325	16.726	-	-
Total Corriente	115.115	3.358.406	-	4.449
Instrumentos de patrimonio	-	-	18.400	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	398.447	-	-
Instrumentos derivados	52.985	-	-	74.589
Otros activos de carácter financiero	3.982.347	377.558	-	-
Total No Corriente	4.035.332	776.005	18.400	74.589
Total	4.150.447	4.134.411	18.400	79.038

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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.03.2023		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	980.859	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	6.100.265	-
Instrumentos derivados	81.040	-	95.698
Otros pasivos de carácter financiero	-	22.561	-
Total Corriente	81.040	7.103.685	95.698
Préstamos que devengan interés	-	4.584.488	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	2.558.207	-
Instrumentos derivados	58.478	-	104.046
Otros pasivos de carácter financiero	-	160.620	-
Total No Corriente	58.478	7.303.315	104.046
Total	139.518	14.407.000	199.744

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	1.005	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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 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 31.03.2023				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:	840	51.547	21.057	2.696	1.043	38.111	29.755	7.814
Cobertura flujos de caja	840	10.121	-	-	1.030	16.830	18.270	-
Cobertura de valor razonable	-	41.426	21.057	2.696	13	21.281	11.485	7.814
Cobertura de tipo de cambio:	4.399	76.027	155.681	159.828	34.598	89.337	90.495	129.793
Cobertura de flujos de caja	4.399	61.174	136.925	126.546	16.279	73.513	65.912	129.793
Cobertura de valor razonable	-	14.853	18.756	33.282	18.319	15.824	24.583	-
Derivados no designados contablemente de cobertura								
Total	5.239	127.574	176.738	162.524	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 31.03.2023	al 31.12.2022
			SWAP	Tasa de Interés
SWAP	Tasa de Interés	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	-	(14.720)
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(75.787)	(43.478)
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(105.268)	(58.934)
SWAP	Tipo de cambio	Dividendos por cobrar	(9.797)	-
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos Operacionales	(2.618)	3.339
FORWARD	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(4.192)	17.321
FORWARD	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	-	(61)
FORWARD	Tipo de cambio	Inversiones de Propiedades, plantas y equipos	(22.518)	(9.596)

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 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 periodos terminados el 31 de marzo de 2023 y 2022.

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

Al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 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 31.03.2023				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)	10.420	-	-	-	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, plantas y equipos. 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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Valor Razonable	al 31.03.2023						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:	28.634	8.000	65.082	8.000	251.912	8.000	457.290	798.284
Cobertura de flujos de caja	10.961	8.000	65.082	8.000	251.912	8.000	457.290	798.284
Cobertura de valor razonable	17.673	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	(235.083)	1.568.385	946.954	199.184	127.251	45.431	243.000	3.130.205
Cobertura de flujos de caja	(197.898)	1.363.477	805.257	137.674	77.021	18.163	110.477	2.512.069
Cobertura de valor razonable	(37.185)	204.908	141.697	61.510	50.230	27.268	132.523	618.136
Derivados no designados contablemente de cobertura	10.420	4.888	2.859	-	-	-	-	7.747
Total	(196.029)	1.581.273	1.014.895	207.184	379.163	53.431	700.290	3.936.236

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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.03.2023	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	76.534	-	76.534	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	56.279	-	56.279	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	10.420	-	10.420	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	18.400	-	18.400	-
Total	161.633	-	161.633	-
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	263.471	-	263.471	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	75.791	-	75.791	-
Total	339.262	-	339.262	-

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 marzo de 2023 y 31 de diciembre 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corriente		No Corriente	
	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía	841.571	826.726	2.176	9.517
Proveedores por compra de combustibles y gas	1.766	14.897	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	1.768.117	1.321.486	19.103	23.392
Cuentas por pagar por compra de activos	151.059	88.478	-	-
Sub total	2.762.513	2.251.587	21.279	32.909
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	277.575	3.289	-	-
Cuentas por pagar con CAMMESA (1)	75.614	662.312	-	-
Multas y reclamaciones (2)	30.457	27.168	5.539	6.046
Obligaciones investigación y desarrollo	124.640	114.700	32.695	29.524
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	44.742	48.013	-	-
Cuentas por pagar al personal	128.585	153.249	621	520
PIS/COFINS sobre IVA para ser devueltos al consumidor (3)	308.434	341.380	1.529.513	1.485.493
Pasivo Regulatorio Filiales Brasileñas (4)	625.257	475.463	225.822	327.888
Acuerdo Enel Distribución Sao Paulo con Eletrobras (5)	72.432	67.200	11.852	10.996
Otras cuentas por pagar	185.543	161.318	71.825	71.274
Sub total	1.873.279	2.054.092	1.877.867	1.931.741
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	4.635.792	4.305.679	1.899.146	1.964.650

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en Nota 22.4.

(1) Al 31 de marzo de 2023, en nuestra subsidiaria Edesur, se incluyen MUS\$ 75.614 de cuentas por pagar por compras de energía eléctrica a CAMMESA (MUS\$ 662.312 al 31 de diciembre de 2022).

(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 marzo de 2023, se incluye MUS\$ 26.098 (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 marzo de 2023 y 31 de diciembre 2022, se expone en Anexo 4.

25. Provisiones

a) El desglose de las provisiones al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corriente		No corriente	
	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022
Por reclamaciones legales (*)	126.472	135.842	535.861	534.231
Por desmantelamiento o restauración (**)	20.100	30.882	59.089	77.896
Provisión Medio Ambiente	6.505	6.521	21.144	17.880
Otras provisiones	5.852	7.165	8.881	9.526
Total	158.929	180.410	624.975	639.533

(*) Las principales contingencias se revelan en nota 36.3.

(**) Al 31 de marzo de 2023, las provisiones de desmantelamiento provienen principalmente de la subsidiaria Enel Colombia S.A., relacionadas con la Central Hidroeléctrica El Quimbo y de subsidiarias de generación de energías renovables de Brasil.

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 periodo terminado al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 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
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	34.651	(1.420)	1.126	34.357
Provisión Utilizada	(56.493)	(978)	(674)	(58.145)
Actualización efectos	25.972	1.761	828	28.561
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	12.452	3.055	1.465	16.972
Transferencia P&L	(14.948)	-	(1)	(14.949)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta	(9.374)	(32.007)	(1.454)	(42.835)
Total Movimientos en Provisiones	(7.740)	(29.589)	1.290	(36.039)
Saldo final al 31.03.2023	662.333	79.189	42.382	783.904

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 P&L	(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, Perú 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 a 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.
- **Premios por antigüedad Perú:** Existe un convenio de otorgar a los trabajadores (sujetos a convenios colectivo) una gratificación extraordinaria por tiempo de servicios, en la oportunidad que el trabajador cumpla con acumular un período equivalente a cinco años de labor efectiva. Dicho beneficio se otorga de acuerdo con la siguiente escala:

○ Por cumplir 5, 10 y 15 años	-	1 remuneración básica mensual
○ Por cumplir 20 años	-	1 ½ remuneración básica mensual
○ Por cumplir 25, 30, 35 y 40 años	-	2 ½ remuneración básica mensual
- **Planes de Educación y Energía:** De acuerdo a 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 marzo de 2023 y 31 de diciembre 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 31.03.2023	al 31.12.2022
Obligaciones post empleo	3.435.200	3.219.935
(-) Plan de activos (*)	(2.074.190)	(1.892.080)
Total	1.361.010	1.327.855
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	60.127	57.740
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	2.943	2.826
Total Obligaciones Post Empleo, neto (l)	1.424.080	1.388.421

Conciliación con cuentas contables:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	al 31.03.2023	al 31.12.2022
Planes de Pensión	1.347.479	1.311.418
Planes de Salud	55.965	52.955
Otros Planes	20.636	24.048
Total Obligaciones Post Empleo, neto	1.424.080	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. y Enel Distribución Río, ciertos planes de pensiones presentan un superávit actuarial por un monto de MUS\$ 46.119 y MUS\$14.008, respectivamente al 31 de marzo 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 a 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 a lo establecido por la CINIIF 14, al 31 de marzo 2023 se registraron MUS\$2.943 (MUS\$2.826 al 31 de diciembre 2022) correspondiente a los contratos de deuda actuariales que la empresa Río firmó con Brasiletros (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 marzo de 2023 y 2022, son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	2023	2022 (Reexpresado)
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	778	923
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	81.145	80.887
Ingresos por intereses activos del plan	(46.856)	(47.719)
Costos de Servicios Pasados	-	13
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	-	630
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	35.067	34.734
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos reconocidos en otros resultados integrales	9.242	(2.888)
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	44.309	31.846

- c) La presentación del pasivo actuarial neto al 31 de marzo 2023 y al 31 de diciembre 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 Mantenidos 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	34.310
Costos de los Servicios en el Período	816
Beneficios Pagados en el Período	(3.255)
Aportaciones del Período	(54.641)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	9.242
Transferencia a Mantenidos para la venta (ver nota 6)	(4.356)
Traspaso del personal	1.110
Diferencias de conversión	52.433
Saldo final al 31.03.2023	1.424.080

- d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas por los ejercicios terminado al 31 de marzo 2023 y al 31 de diciembre 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	816
Costo por intereses	81.166
Diferencia de conversión de moneda extranjera	130.542
Contribuciones pagadas	(3.255)
Traspaso a Mantenedos para la venta (ver nota 6)	(4.356)
Traspaso del personal	1.110
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	9.242
Saldo final al 31.03.2023	3.435.200

Al 31 de marzo de 2023, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,05% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,06% a 31 de diciembre de 2022), en un 96,76% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (96,74% a 31 de diciembre de 2022), en un 2,77% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (2,52% a 31 de diciembre 2022), en un 0,41% 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 EGP Panamá (0,01% al 31 de diciembre 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)
Contribuciones pagadas	104.283
Traspaso a Deuda Financiera	353.925
Saldo final al 31.12.2022	(1.892.080)
Ingresos por intereses	(46.856)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(80.613)
Aportaciones del empleador	(54.641)
Saldo final al 31.03.2023	(2.074.190)

e) Las principales categorías de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$				
	al 31.03.2023		al 31.12.2022	
Acciones (renta variable)	257.230	12,40%	234.008	12,37%
Activos de renta fija	1.644.141	79,27%	1.499.608	79,26%
Inversiones inmobiliarias	68.867	3,32%	63.559	3,36%
Otros	103.952	5,01%	94.905	5,02%
Total	2.074.190	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) Brasiletros, 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 Brasiletros, 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 31.03.2023	al 31.12.2022
Inmuebles	21.516	21.346
Total	21.516	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
Diferencias de Conversión	2.387
Saldo final al 31.03.2023	60.127

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 marzo de 2023 y 31 de diciembre 2022:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Perú	
	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.03.2023
Tasas de descuento utilizadas	5.40%	5.40%	10.40%	10.40%	8.37%	9.51%	92.49% - 100.03%	92.49% - 100.03%	8.00%	8.00%
Tasa esperada de incrementos salariales	3.80%	3.80%	4.52% - 5.04%	4.52% - 5.04%	8.49%	8.49%	83.32% - 90.50%	83.32% - 90.50%	4.00%	4.00%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014		AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014	SPP-S-2017	SPP-S-2017
Tasa de rotación esperada	5.79%	5.79%	7.09%	7.09%	0.25%	0.25%	1.06%	1.06%	5.62%	5.62%

- Sensibilización:**

Al 31 de marzo 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\$ 234.864 (MUS\$ 225.962 al 31 de diciembre 2022) en caso de un alza en la tasa y un aumento de MUS\$ 269.454 (MUS\$ 259.231 al 31 de diciembre 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 marzo de 2023 y 2022 fueron de MUS\$ 2.107 y MUS\$ 2.285, 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\$ 211.451.

- Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las obligaciones del Grupo Enel Américas corresponde a 7,47 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	MUS\$
1	338.940
2	327.390
3	320.415
4	316.814
5	313.595
6 a 10	1.498.558

- 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 marzo de 2023 asciende a MUS\$ 15.799.227 representado por 107.279.889.530 acciones autorizadas. Al 31 de marzo 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 a 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 (ver Nota 27.5.c.8), 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\$	Dólar por Acción	Imputado al Ejercicio
102	Provisorio	26/11/2020	29/01/2021	72.992	0,00096	2020
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
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

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 periodos terminados el 31 de marzo de 2023 y 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(759.852)	(845.566)
Enel Brasil S.A.	(2.071.358)	(1.696.032)
Enel Argentina S.A.	(561.121)	(399.933)
Hidroinvest S.A.	(94.989)	(72.982)
Enel Colombia S.A. E.S.P.	(435.041)	(86.893)
Enel Generación El Chocón S.A.	(460.911)	(428.021)
Enel Perú S.A.	(143.577)	193.594
Enel Green Power Panamá	8.309	-
Enel Green Power Costa Rica	6.328	-
Enel Green Power Guatemala	11.469	-
Otros	(197.454)	(249.915)
Total	(4.698.197)	(3.585.748)

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 marzo de 2023, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus subsidiarias Enel Brasil y Enel Perú asciende a MUS\$ 233.396 y MUS\$ 456.218, respectivamente.

27.5 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los periodos terminados el 31 de marzo de 2023 y 2022, fueron los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 01.01.2023	Movimiento 2023	al 31.03.2023
Diferencias de cambio por conversión (a)	(4.991.278)	293.081	(4.698.197)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(62.048)	(31.777)	(93.825)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(1.366)	(2.505)	(3.871)
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta	-	99.475	99.475
Otras reservas varias (c)	(3.502.702)	176.574	(3.326.128)
Total	(8.557.394)	534.848	(8.022.546)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 01.01.2022	Movimiento 2022	al 31.03.2022
Diferencias de cambio por conversión (a)	(5.190.194)	1.604.446	(3.585.748)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	426	(52.611)	(52.185)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(697)	-	(697)
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta	-	89.754	89.754
Otras reservas varias (c)	(3.544.796)	(378.657)	(3.923.453)
Total	(8.735.261)	1.262.932	(7.472.329)

- 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 valorización 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) Otras reservas varias.

A continuación, se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	2023	2022
Reserva por aumento de capital año 2013 (1)	(1.345.368)	(1.345.368)
Reserva por reestructuración societaria (División) (2)	716.712	716.712
Reserva operaciones subsidiarias (3)	(456.349)	(456.349)
Reserva transición a IFRS (4)	(1.490.605)	(1.490.605)
Reserva por fusión Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas (5)	(730.748)	(730.748)
Reserva por OPA Endesa Américas y Derecho a Retiro (6)	(57.101)	(57.101)
Hiperinflación Argentina (7)	1.865.091	1.279.522
Reserva por aumento de capital año 2021 (8)	(13.944)	(13.944)
Reserva por fusión de Enel Américas con EGP Américas (9)	(1.259.422)	(1.259.422)
Reserva por fusión de Enel Colombia (10)	(502.910)	(508.268)
Otras reservas varias (11)	(51.484)	(57.882)
Total	(3.326.128)	(3.923.453)

- 1) Reserva originada como consecuencia del aumento de Capital que Enel Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013.
- 2) Reserva por la reestructuración 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). Para mayor información, ver nota 27.1.1.
- 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 periodos terminados el 31 de marzo de 2023 y 2022 es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañías	Participaciones No Controladoras				
	%	Patrimonio		Resultado	
		al 31.03.2023	al 31.03.2023	al 31.12.2022	2023
Enel Distribución Ceará S.A.	25,95%	213.929	202.088	3.954	5.552
Codensa S.A. E.S.P. (ver nota 2.4.1)	0,00%	-	-	-	19.911
Enel Colombia S.A. E.S.P. (ver nota 2.4.1)	42,66%	1.224.947	1.373.211	70.080	67.708
Enel Distribución Perú S.A.	16,85%	142.786	136.456	6.824	4.802
Enel Generacion Perú S.A.	16,40%	98.041	85.955	5.924	6.708
Chinango S.A.C.	33,12%	20.650	19.899	3.528	2.731
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,91%	298.472	273.974	19.122	1.321
Enel Generacion Costanera S.A.	0,00%	-	16.119	-	3.217
Enel Generacion El Chocón S.A.	34,31%	58.275	59.988	(1.916)	(5.503)
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	42.618	39.681	(6.936)	(2.132)
Central Dock Sud S.A.	29,76%	38.623	35.962	(6.343)	(1.495)
Enel Generacion Piura S.A.	3,50%	2.438	2.468	269	303
Enel Fortuna S.A.	49,95%	209.911	228.648	7.589	3.705
Tecnoguat, S.A.	25,00%	4.861	4.800	61	93
Otros		2.208	10.719	804	(63)
Total		2.357.759	2.489.968	102.960	106.858

28. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos

El detalle de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los periodos terminados el 31 de marzo de 2023 y 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Ingresos de Actividades Ordinarias	2023	2022 (Reexpresado)
Ventas de energía	2.346.054	2.518.483
Generación	662.155	606.190
Clientes Regulados	254.189	366.158
Clientes no Regulados	292.982	130.046
Ventas de Mercado Spot	114.984	109.986
Distribución	1.683.899	1.912.293
Residenciales	898.609	1.035.875
Comerciales	423.184	505.862
Industriales	149.833	168.998
Otros Consumidores	212.273	201.558
Otras ventas	5.564	11.402
Ventas de gas	3.896	4.751
Ventas de productos y servicios	1.668	6.651
Otras prestaciones de servicios	451.241	456.349
Peajes	384.254	385.455
Arriendo equipos de medida	22	28
Prestaciones de Servicios y Asesorías Negocio Distribución (Alumbrado público, empalmes y asesorías eléctricas)	46.878	40.875
Otras prestaciones	20.087	29.991
Total Ingresos de actividades ordinarias	2.802.859	2.986.234

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Otros Ingresos	2023	2022 (Reexpresado)
Ingresos por contratos de construcción	219.489	320.666
Actualización activos financieros relacionados a concesiones de distribución de energía eléctrica en Brasil	72.972	69.866
Multas por retraso en las facturas de energía	18.801	22.642
Otros	25.783	22.234
Total Otros Ingresos	337.045	435.408

29. Materias primas y consumibles utilizados

El detalle de las materias primas y consumibles utilizados por los periodos terminados el 31 de marzo de 2023 y 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022 (Reexpresado)
Compras de energía	(1.206.699)	(1.348.011)
Consumo de combustible	(9.924)	(20.894)
Gas	(4.006)	(16.253)
Petróleo	(2.686)	(3.349)
Carbón	(3.232)	(1.292)
Gastos de transporte	(263.740)	(243.448)
Costos por contratos de construcción	(219.584)	(313.910)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(109.891)	(89.864)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(1.809.838)	(2.016.127)

30. Gastos por beneficios a los empleados

El detalle de los gastos por beneficios a los empleados en los periodos terminados el 31 de marzo de 2023 y 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022 (Reexpresado)
Sueldos y salarios	(101.316)	(101.487)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(2.885)	(3.221)
Seguridad social y otras cargas sociales	(59.051)	(63.691)
Otros gastos de personal	170	(2.976)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(163.082)	(171.375)

31. Gasto por depreciación, amortización y pérdida por deterioro de propiedades planta y equipos y activos financieros de acuerdo a NIIF 9

- a) El detalle de los gastos por depreciación y amortización por los periodos terminados el 31 de marzo de 2023 y 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022 (Reexpresado)
Depreciación	(105.728)	(125.599)
Amortización	(116.569)	(111.763)
Total	(222.297)	(237.362)

- b) El detalle de los rubros referidos a deterioros por los periodos terminados el 31 de marzo de 2023 y 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Información por Segmento por Reversión y (Pérdidas) por Deterioro	Generación		Distribución		Otros		Total	
	2023	2022 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (ver nota 10)	1.809	152	(58.647)	(88.823)	(8)	(129)	(56.846)	(88.800)
Otros activos	(542)	(560)	(7.150)	(3.202)	27	(246)	(7.665)	(4.008)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	1.267	(408)	(65.797)	(92.025)	19	(375)	(64.511)	(92.808)
Total reverso (pérdidas) por Deterioro	1.267	(408)	(65.797)	(92.025)	19	(375)	(64.511)	(92.808)

32. Otros gastos por naturaleza

El detalle de los otros gastos por naturaleza por los periodos terminados el 31 de marzo de 2023 y 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022 (Reexpresado)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(136.745)	(169.459)
Gastos administrativos	(25.464)	(25.682)
Reparaciones y conservación	(36.391)	(26.392)
Indemnizaciones y multas	(863)	-
Tributos y tasas	(5.523)	(8.550)
Primas de seguros	(9.535)	(11.895)
Arrendamientos y cánones	(86)	(131)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(2.758)	(2.654)
Otros suministros y servicios	(44.548)	(35.481)
Gastos de viaje	(3.337)	(1.752)
Gastos de medio ambiente	(96)	(23)
Total	(265.346)	(282.019)

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los ejercicios terminados el 31 de marzo de 2023 y 2022 fueron de MUS\$ 23 y MUS\$ 8, respectivamente.

33. Otras ganancias (pérdidas)

El detalle de las otras ganancias (pérdidas) por los periodos terminados el 31 de marzo de 2023 y 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022 (Reexpresado)
Disposiciones y bajas inmovilizado material	-	17
Pérdida Enel Costanera (1)	(85.295)	-
Ganancia venta activo en concesión CIEN (2)	102.912	-
Otros	(30)	472
Total Otras ganancias (pérdidas)	17.587	489

(1) Ver nota 6.4

(2) Ver nota 6.5

34. Resultado financiero

El detalle de los ingresos y costos financieros por los periodos terminados el 31 de marzo de 2023 y 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022 (Reexpresado)
Efectivo y otros medios equivalentes	64.206	24.858
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil) (1)	-	86
Intereses Cobrados a Clientes en Cuentas de Energía y Facturaciones	12.540	17.605
Otros ingresos financieros (2)	90.987	60.899
Total Ingresos Financieros	167.733	103.448

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022 (Reexpresado)
Costos Financieros	(430.434)	(335.862)
Préstamos bancarios	(52.611)	(37.200)
Obligaciones con el público	(84.245)	(63.184)
Pasivos por arrendamientos	(5.278)	(125)
Valoración derivados financieros	(57.652)	(54.670)
Actualización financiera de provisiones (3)	(28.561)	(21.334)
Gastos financieros activados	12.351	10.871
Obligación por beneficios post empleo (1)	(34.289)	(33.885)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(978)	(4.565)
Gastos financieros empresas relacionadas (4)	(29.743)	(32.235)
Otros costos financieros (5)	(149.428)	(99.535)
Resultado por unidades de reajuste (*)	60.737	57.094
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	17.548	78.938
Total Costos Financieros	(352.149)	(199.830)
Total Resultado Financiero	(184.416)	(96.382)

(1) Ver Nota 26.2.c).

(2) Para el periodo terminado al 31 de marzo de 2023, incluye ingresos financieros de activos regulatorios subsidiarias brasileñas por MUS\$ 32.018 (MUS\$ 29.174 al 31 de marzo de 2022), ingreso financiero por préstamo a Enel Distribución Goiás MUS\$23.400 (MUS\$ 0 al 31 de marzo de 2022) (ver nota 10.a).(1).iii), ingreso financiero por cuentas por cobrar Central Vuelta de Obligado Térmica (VOSA) de subsidiarias generación argentina por MUS\$ 2.677 (MUS\$ 13.846 al 31 de marzo de 2022), y otros ingresos por MUS\$ 32.892 (MUS\$ 17.879 al 31 de marzo de 2022).

(3) Para el periodo terminado al 31 de marzo de 2023, principalmente se incluyen MUS\$ 7.490 (MUS\$ 7.791 al 31 de marzo de 2022 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\$ 18.837 (MUS\$ 14.366 al 31 de marzo de 2022).

(4) Para el periodo terminado al 31 de marzo de 2023, son incluidos Intereses por la deuda con Enel Finance International NV por MUS\$ 21.874 (MUS\$ 25.863 al 31 de marzo de 2022) y gastos financieros relacionados con garantías otorgadas por Enel SpA por MUS\$ 7.569 (MUS\$ 7.456 al 31 de marzo de 2022) (ver nota 11.d).

- (5) Para el periodo terminado el 31 de marzo de 2023, se incluyen intereses provenientes de la deuda de CAMMESA por MUS\$ 57.531 (MUS\$ 58.330 al 31 de marzo de 2022), Costos bancarios por MUS\$ 5.134 (MUS\$ 1.547 al 31 de marzo de 2022), Costo Financiero por MUS\$ 7.110 (MUS\$ 9.687 al 31 de marzo de 2022) y Otros por MUS\$ 79.333 (MUS\$ 30.221 al 31 de marzo de 2022).

(*) 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)
Inventario	8.312	8.130
Otros activos financieros no corrientes	4.108	759
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	189	32
Activos intangibles distintos de la plusvalía	17.769	11.815
Plusvalía	(8.645)	2.705
Propiedades, planta y equipo	393.416	285.996
Activos por impuestos diferidos	38.397	18.357
Pasivo por impuestos diferidos	(143.540)	(77.428)
Patrimonio Total	(269.392)	(192.645)
Ingresos	(14.236)	(7.316)
Costos	35.394	6.233
Resultado financiero	974	706
Otros Gastos Distintos a la operación	(219)	(250)
Impuesto Sobre Sociedades	(1.790)	-
Resultado por Hiperinflación (1)	60.737	57.094
Total Resultado por Unidades de Reajuste	60.737	57.094

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	2023	2022 (Reexpresado)
Efectivo y equivalentes al efectivo	40.817	(625)
Otros activos financieros	19.534	46.120
Otros activos no financieros	20.489	29.703
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	11.241	35.152
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(53.792)	(217.041)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(18.965)	158.318
Otros pasivos no financieros	(1.776)	27.311
Total Diferencias de Cambio	17.548	78.938

- 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 basado 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:

Segmento de Generación y Transmisión a informar:

- 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 nuestras subsidiarias Enel Trading Argentina (ex Cemsa), Central DockSud, Enel Generación El Chocón y Enel Green Power Argentina S.A.; en Brasil por nuestras subsidiarias EGP Cachoeira Dourada, Enel CIEN, 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, Chinango y Enel Green Power Perú S.A.C. y en Centroamérica por nuestras subsidiarias Enel Green Power Costa Rica S.A., Enel Green Power Guatemala S.A. y Enel Green Power Panamá S.R.L.

Cabe destacar que, con fecha 17 de febrero de 2023, el Grupo enajenó su participación en la sociedad Enel Generación Costanera S.A., sociedad que formaba 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 esta sociedad 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.

Una situación similar ocurre con Central Dock Sud y Transmisora de Energía Renovable S.A. (sociedad que forma parte de Enel Green Power Guatemala S.A.) que, siguiendo el criterio contable antes descrito, calificaron como activos disponibles para venta al 31 de marzo de 2023, pero no como operaciones discontinuadas. Ver nota 6.2, 6.3 y 40.

En el caso de las subsidiarias peruanas Enel Generación Perú, Enel Generación Piura, Chinango y Enel Green Power Perú S.A.C., 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 y 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:

Segmento de Distribución a informar:

- 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: EBITDA, Capex Total, Utilidad Neta, Energía Total de Generación, Distribución y Redes, 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;
- 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 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022
ACTIVOS								
Activos corrientes	3.678.585	1.661.791	6.233.742	4.395.456	1.496.841	1.706.583	11.409.168	7.763.830
Efectivo y equivalentes al efectivo	783.447	448.891	546.954	426.467	1.045.630	246.335	2.376.031	1.121.693
Otros activos financieros corrientes	73.000	66.095	48.840	90.454	14.450	58.752	136.290	215.301
Otros activos no financieros, corriente	43.287	121.082	584.282	553.471	108.897	52.834	736.466	727.387
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	357.009	430.323	2.819.065	2.682.539	154.379	1.321.970	3.330.453	4.434.832
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	33.666	62.909	27.665	143.777	(50.104)	(190.735)	11.227	15.951
Inventarios corrientes	75.546	94.095	455.797	451.161	2.629	2.191	533.972	547.447
Activos por impuestos corrientes, corriente	9.305	19.347	26.999	38.393	77.792	64.338	114.096	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	2.303.325	419.049	1.724.140	9.194	143.168	150.898	4.170.633	579.141
Activos no corrientes	9.907.587	11.170.682	13.800.269	14.710.554	1.236.776	1.128.581	24.944.632	27.009.817
Otros activos financieros no corrientes	543.064	534.716	3.925.939	3.593.014	36.876	42.079	4.505.879	4.169.809
Otros activos no financieros no corrientes	87.137	119.980	2.102.723	2.191.095	3.977	4.518	2.193.837	2.315.593
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	130.555	136.875	241.900	317.759	25.979	24.993	398.434	479.627
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	1.158	55.376	13	15	(1.158)	(51.699)	13	3.692
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	890.914	948.348	7.176	6.320	(892.292)	(949.230)	5.798	5.438
Activos intangibles distintos de la plusvalía	480.356	507.983	3.061.170	2.920.596	206.861	194.541	3.748.387	3.623.120
Plusvalía	1.158	3.960	-	-	1.485.525	1.508.885	1.486.683	1.512.845
Propiedades, planta y equipo	7.637.035	8.570.895	3.773.084	4.926.717	175.409	184.578	11.585.528	13.682.190
Propiedad de inversión	-	-	7.644	7.341	-	-	7.644	7.341
Activos por derecho de uso	102.948	223.300	68.974	117.320	4.857	5.319	176.779	345.939
Activos por impuestos diferidos	33.262	69.249	611.646	630.377	190.742	164.597	835.650	864.223
TOTAL ACTIVOS	13.586.172	12.832.473	20.034.011	19.106.010	2.733.617	2.835.164	36.353.800	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\$

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS								
Pasivos Corrientes	3.347.782	2.514.889	6.758.426	5.482.668	(155.235)	(70.585)	9.950.953	7.926.972
Otros pasivos financieros corrientes	264.848	411.660	668.411	756.345	224.338	145.874	1.157.597	1.313.879
Pasivos por arrendamientos corrientes	5.454	8.324	15.493	24.218	1.614	2.363	22.561	34.905
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	742.665	824.597	3.783.947	3.364.497	109.180	116.585	4.635.792	4.305.679
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	1.012.767	874.174	1.144.599	906.201	(647.668)	(428.500)	1.509.698	1.351.875
Otras provisiones corrientes	29.899	44.302	128.838	135.924	192	184	158.929	180.410
Pasivos por impuestos corrientes	83.045	130.225	55.150	164.734	8.540	104	146.735	295.063
Otros pasivos no financieros corrientes	52.990	62.517	94.898	130.749	83.386	71.140	231.274	264.406
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	1.156.094	159.090	867.090	-	65.183	21.665	2.088.367	180.755
Pasivos No Corrientes	1.650.679	2.143.731	7.634.530	8.078.699	965.860	1.177.127	10.251.069	11.399.557
Otros pasivos financieros no corrientes	1.061.278	1.278.404	2.823.875	3.030.442	861.859	962.279	4.747.012	5.271.125
Pasivos por arrendamientos no corrientes	97.104	99.343	60.159	74.472	3.357	2.871	160.620	176.686
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	67.915	70.605	1.830.749	1.893.294	482	751	1.899.146	1.964.650
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	77.454	77.454	484.241	560.274	97.366	222.923	659.061	860.651
Otras provisiones no corrientes	88.955	104.015	534.975	534.547	1.045	971	624.975	639.533
Pasivo por impuestos diferidos	202.604	442.412	486.468	602.116	171	(14.476)	689.243	1.030.052
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	22.983	21.538	1.399.517	1.365.075	1.580	1.808	1.424.080	1.388.421
Otros pasivos no financieros no corrientes	32.386	49.960	14.546	18.479	-	-	46.932	68.439
Patrimonio Neto	8.587.731	8.173.853	5.641.055	5.544.643	1.922.992	1.728.622	16.151.778	15.447.118
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	8.587.731	8.173.853	5.641.055	5.544.643	1.922.992	1.728.622	13.661.810	13.249.682
Capital emitido y pagado	6.062.999	5.627.786	3.167.226	2.449.530	6.569.002	7.722.183	15.799.227	15.799.499
Ganancias (pérdidas) acumuladas	558.088	544.162	23.991	682.418	5.435.259	4.488.737	6.017.338	5.715.317
Primas de emisión	29.188	28.145	-	-	(29.188)	(28.145)	-	-
Acciones propias en cartera	(55)	(53)	-	-	55	(219)	-	(272)
Otras reservas	1.937.511	1.973.813	2.449.838	2.412.695	(10.052.136)	(10.453.934)	(8.154.755)	(8.264.862)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	2.489.968	2.197.436
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	13.586.172	12.832.473	20.034.011	19.106.010	2.733.617	2.835.164	36.353.800	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\$

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	2023	2022 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES								
Ingreso	733.788	772.084	2.443.853	2.776.703	(37.737)	(127.145)	3.139.904	3.421.642
Ingresos de actividades ordinarias	722.803	768.365	2.128.939	2.366.444	(48.883)	(148.575)	2.802.859	2.986.234
Ventas de energía	701.206	747.491	1.682.941	1.912.452	(38.093)	(141.460)	2.346.054	2.518.483
Otras ventas	4.131	5.479	1.361	5.851	72	72	5.564	11.402
Otras prestaciones de servicios	17.466	15.395	444.637	448.141	(10.862)	(7.187)	451.241	456.349
Otros ingresos	10.985	3.719	314.914	410.259	11.146	21.430	337.045	435.408
Materias Primas Y Consumibles Utilizados	(252.365)	(281.623)	(1.600.043)	(1.871.821)	42.570	137.317	(1.809.838)	(2.016.127)
Compras de energía	(177.923)	(186.367)	(1.067.329)	(1.303.370)	38.553	141.726	(1.206.699)	(1.348.011)
Consumo de combustible	(9.924)	(17.461)	-	(3.433)	-	-	(9.924)	(20.894)
Gastos de transporte	(51.095)	(56.969)	(225.424)	(200.691)	12.779	14.212	(263.740)	(243.448)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(13.423)	(20.826)	(307.290)	(364.327)	(8.762)	(18.621)	(329.475)	(403.774)
Margen de Contribución	481.423	490.461	843.810	904.882	4.833	10.172	1.330.066	1.405.515
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	2.863	3.047	37.368	47.574	2.910	2.802	43.141	53.423
Gastos por beneficios a los empleados	(27.033)	(27.092)	(120.467)	(131.115)	(15.582)	(13.168)	(163.082)	(171.375)
Otros gastos, por naturaleza	(56.493)	(49.221)	(181.876)	(218.536)	(26.977)	(14.262)	(265.346)	(282.019)
Resultado Bruto De Explotación	400.760	417.195	578.835	602.805	(34.816)	(14.456)	944.779	1.005.544
Gasto por depreciación y amortización	(65.734)	(81.234)	(153.835)	(154.601)	(2.728)	(1.527)	(222.297)	(237.362)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	1.267	(408)	(65.797)	(92.025)	19	(375)	(64.511)	(92.808)
Resultado De Explotación	336.293	335.553	359.203	356.179	(37.525)	(16.358)	657.971	675.374
Resultado Financiero	(50.090)	7.604	(96.852)	(124.485)	(37.474)	(184.416)	20.499	(96.382)
Ingresos financieros	23.577	23.672	94.651	67.799	49.505	11.977	167.733	103.448
Efectivo y otros medios equivalentes	37.474	15.296	24.315	7.305	2.417	2.257	64.206	24.858
Otros ingresos financieros	(13.897)	8.376	70.336	60.494	47.088	9.720	103.527	78.590
Costos financieros	(36.512)	(13.922)	(323.851)	(302.801)	(70.071)	(19.139)	(430.434)	(335.862)
Préstamos bancarios	(39.669)	(16.033)	(7.914)	(20.061)	(5.028)	(1.106)	(52.611)	(37.200)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(25.562)	(22.629)	(52.668)	(34.488)	(6.015)	(6.067)	(84.245)	(63.184)
Otros	28.719	24.740	(263.269)	(248.252)	(59.028)	(11.966)	(293.578)	(235.478)
Resultados por Unidades de Reajuste	(72.119)	(44.378)	145.667	109.449	(12.811)	(7.977)	60.737	57.094
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	34.964	42.232	(13.319)	1.068	(4.097)	35.638	17.548	78.938
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	64	-	(31)	(44)	33	(44)
Otras ganancias (pérdidas)	14.756	24	-	472	2.831	(7)	17.587	489
Resultado de Otras Inversiones	(88.156)	-	-	472	2.831	-	(85.325)	472
Resultados en Ventas de Activos	102.912	24	-	-	-	(7)	102.912	17
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	300.959	343.181	262.415	232.166	(72.199)	4.090	491.175	579.437
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(142.779)	(90.589)	(17.926)	(78.457)	6.503	(19.993)	(154.202)	(189.039)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	158.180	252.592	244.489	153.709	(65.696)	(15.903)	336.973	390.398
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	31.872	53.253	40.504	28.503	922	573	73.298	82.329
GANANCIA (PÉRDIDA)	190.052	305.845	284.993	182.212	(64.774)	(15.330)	410.271	472.727
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	190.052	305.845	284.993	182.212	(64.774)	(15.330)	410.271	472.727
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	307.311	365.869
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	102.960	106.858

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO								
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	157.992	45.819	599.153	237.556	(31.862)	(82.351)	725.283	201.024
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	1.222.177	(18.373)	(377.324)	(506.554)	(83.730)	(168.829)	761.123	(693.756)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(107.051)	67.672	(35.271)	302.129	95.720	312.560	(46.602)	682.361

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 - MUS\$

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022
ACTIVOS	661.681	275.958	643.568	809.961	5.698.809	5.447.743	1.037.690	794.876	3.765.920	508.541	205.830	176.853	(604.224)	(250.102)	11.406.168	7.763.830
Activos corrientes	661.681	275.958	643.568	809.961	5.698.809	5.447.743	1.037.690	794.876	3.765.920	508.541	205.830	176.853	(604.224)	(250.102)	11.406.168	7.763.830
Efectivo y equivalentes al efectivo	3.398	8.252	32.695	27.098	1.897.986	744.425	308.871	162.080	1.075	90.562	132.006	89.276	-	-	2.378.031	1.121.693
Otros activos financieros corrientes	135	135	36.647	54.474	85.953	125.624	12.889	33.086	-	1.487	666	495	-	-	138.290	215.301
Otros activos no financieros, corriente	4.601	4.684	16.011	17.214	656.121	560.654	21.502	12.141	29.404	124.370	8.827	8.324	-	-	738.466	727.387
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.366	1.340	316.737	325.294	2.583.095	3.469.863	373.482	335.940	4	231.424	53.284	67.569	2.485	3.402	3.330.463	4.434.832
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	589.578	199.045	123	161	9.155	8.081	1.583	1.605	-	6.012	1.706	1.551	(590.918)	(200.504)	11.227	16.961
Inventarios corrientes	-	-	48.402	28.936	370.622	368.498	107.317	89.347	-	53.221	7.631	7.445	-	-	533.872	547.447
Activos por impuestos corrientes, corriente	9.503	9.502	5.560	2.164	95.871	105.524	1.289	1.230	164	1.465	1.709	2.193	-	-	114.096	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	53.000	53.000	187.393	354.620	-	65.074	210.757	159.447	3.735.273	-	1	-	(15.791)	(53.000)	4.170.633	579.141
Activos no corrientes	17.166.745	17.161.407	2.912.646	2.825.523	16.122.723	15.364.499	4.134.549	3.930.592	7.735	3.059.657	1.527.380	1.631.420	(16.926.146)	(16.863.281)	24.944.632	27.009.817
Otros activos financieros no corrientes	-	-	18.179	21.450	4.326.688	3.982.430	10.226	14.065	-	150.786	151.864	-	-	-	4.806.879	4.169.809
Otros activos no financieros no corrientes	3.172	3.455	242	310	2.135.138	2.219.406	33.806	31.979	-	40.017	21.479	20.426	-	-	2.193.837	2.315.593
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	94	100	116.201	123.483	270.220	343.549	11.409	11.985	-	510	510	-	-	-	398.434	478.627
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	91.200	89.913	13	15	-	13	-	-	-	3.664	-	-	(91.200)	(89.913)	13	3.662
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	17.032.717	17.031.714	465.162	428.074	(63)	51	3.565	3.008	-	10.033	291.628	291.628	(17.787.201)	(17.759.070)	5.798	5.438
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	104.643	100.053	3.278.267	3.061.806	167.204	163.488	1.777	97.529	196.496	200.244	-	-	3.748.387	3.823.120
Plusvalía	-	-	-	-	508.212	486.125	27.058	27.058	-	2.802	1.158	1.158	952.255	995.702	1.488.683	1.512.845
Propiedades, planta y equipo	-	-	2.180.694	2.130.691	4.715.797	4.374.158	3.833.676	3.632.328	5.958	2.695.516	849.403	849.497	-	-	11.585.528	13.662.190
Propiedad de inversión	-	-	-	-	7.644	7.341	-	-	-	-	-	-	-	-	7.644	7.341
Activos por derecho de uso	-	-	29	34	116.862	119.247	47.446	46.661	-	167.220	12.442	12.777	-	-	176.779	345.939
Activos por impuestos diferidos	38.562	26.225	27.493	21.413	765.958	770.373	159	20	-	42.876	3.478	3.316	-	-	835.650	864.223
TOTAL ACTIVOS	17.827.326	17.427.365	3.558.214	3.635.484	21.821.526	20.812.242	5.172.239	4.725.468	3.773.655	3.568.198	1.733.210	1.708.273	(17.530.370)	(17.103.383)	36.353.800	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 - MUSS

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS																
Pasivos Corrientes	254.437	36.963	1.073.648	1.124.106	5.319.862	4.961.096	1.780.094	1.032.017	1.994.864	891.067	116.647	80.686	(688.379)	(97.862)	9.960.963	7.926.972
Otros pasivos financieros corrientes	83.249	4.442	-	-	756.564	647.447	247.634	309.526	70.073	352.464	77	-	-	-	1.157.597	1.313.679
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	25	14	14	16.175	20.897	4.833	5.747	9	7.193	1.519	1.074	-	-	22.561	34.905
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	8.284	10.569	869.402	843.192	2.814.104	2.621.934	877.119	422.498	742	366.232	66.048	41.264	93	-	4.635.792	4.305.679
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	156.589	17.270	21.507	21.674	1.461.615	1.350.858	376.040	45.487	46.590	90.816	35.146	32.479	(587.789)	(196.709)	1.509.686	1.351.675
Otras provisiones corrientes	16	16	36.851	39.503	84.200	81.001	37.862	49.589	-	10.301	-	-	-	-	158.929	180.410
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	59.114	34.667	26.658	71.084	53.217	153.447	-	31.398	7.746	4.467	-	-	148.795	295.063
Otros pasivos no financieros corrientes	6.299	3.656	33.066	25.728	160.536	167.895	25.283	23.152	70	42.673	6.020	1.302	-	-	231.274	264.406
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	53.583	159.327	-	-	158.106	22.571	1.877.370	-	(9)	-	(683)	(1.143)	2.088.367	180.755
Pasivos No Corrientes	594.240	828.946	583.643	664.614	7.490.314	7.409.437	1.470.044	1.416.652	-	966.732	204.104	202.940	(91.276)	(89.663)	10.261.069	11.399.567
Otros pasivos financieros no corrientes	592.662	697.135	-	-	2.956.573	2.794.305	1.197.777	1.169.125	-	610.560	-	-	-	-	4.747.012	5.271.126
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	(9)	4	105.990	102.342	42.601	41.159	-	20.278	12.038	12.903	-	-	160.620	176.886
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	9.949	11.251	1.820.776	1.883.225	2.798	5.349	-	1.047	65.623	63.778	-	-	1.899.146	1.964.650
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	130.000	-	-	672.883	742.860	-	-	-	77.454	77.454	(91.276)	(89.663)	-	659.061	860.651
Otras provisiones no corrientes	-	-	8.820	10.920	532.777	529.479	76.969	61.078	-	31.446	6.409	6.610	-	-	624.976	639.533
Pasivo por impuestos diferidos	(1)	-	515.921	587.943	76.267	62.287	54.824	57.811	-	280.194	42.232	41.817	-	-	689.243	1.030.052
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	1.579	1.810	14.194	16.572	1.312.884	1.283.325	95.075	82.030	-	4.306	348	378	-	-	1.424.080	1.388.421
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	34.768	37.924	12.164	11.614	-	-	-	18.901	-	-	-	-	46.832	68.439
Patrimonio Neto	16.978.649	16.562.467	1.899.023	1.846.765	9.011.360	8.441.709	1.922.101	2.278.899	1.778.801	1.710.399	1.412.669	1.424.747	(16.880.716)	(16.815.868)	16.161.778	15.447.118
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	16.978.649	16.562.467	1.899.023	1.846.765	9.011.360	8.441.709	1.922.101	2.278.899	1.778.801	1.710.399	1.412.669	1.424.747	(16.880.716)	(16.815.868)	13.794.019	12.967.160
Capital emitido y pagado	15.812.347	15.811.619	1.927.102	1.922.909	7.519.241	7.219.555	140.627	135.129	1.825.022	1.776.327	997.670	1.000.339	(12.422.782)	(12.066.379)	16.799.227	16.799.499
Ganancias (pérdidas) acumuladas	4.809.705	4.408.043	(1.098.761)	(1.187.064)	56.202	(180.072)	(156.272)	462.299	143.176	127.678	349.148	359.930	1.914.140	1.724.503	6.017.338	5.715.317
Primas de emisión	-	-	-	-	589.397	566.008	24.307	23.357	1.574	1.553	-	-	(615.278)	(590.918)	-	-
Acciones propias en cartera	-	(272)	-	-	(21.897)	(21.029)	-	-	-	-	-	-	21.897	21.029	-	(272)
Otras reservas	(3.643.403)	(3.656.923)	1.070.682	1.110.920	868.417	857.247	1.913.439	1.656.114	(190.971)	(195.159)	65.741	64.478	(5.748.692)	(5.904.103)	(8.022.646)	(8.567.394)
Participaciones no controladoras															2.567.759	2.489.968
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	17.827.326	17.427.365	3.556.214	3.635.484	21.821.526	20.812.242	5.172.239	4.725.468	3.773.655	3.568.196	1.733.210	1.708.273	(17.530.370)	(17.103.383)	36.353.800	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 - MUSS

País	Chile (Holdings y Otros)			Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Centro América			Eliminaciones			Totales	
	2023	2022 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES																							
Ingreso	431	141	271.339	235.871	2.088.228	2.374.499	737.178	744.906	-	-	62.744	66.230	(16)	(4)	3.139.904	3.421.642							
Ingresos de actividades ordinarias	425	-	264.987	230.496	1.748.770	2.374.333	725.981	719.185	-	-	62.696	66.220	-	-	2.986.234	2.986.234							
Ventas de energía	-	-	255.636	219.555	1.504.967	1.729.844	523.741	503.814	-	-	61.710	65.270	-	-	2.346.054	2.518.483							
Otras ventas	-	-	1.050	621	71	71	4.437	10.710	-	-	6	-	-	-	5.564	11.402							
Otras prestaciones de servicios	425	-	8.301	10.320	243.732	240.418	197.803	204.661	-	-	980	950	-	-	461.241	466.349							
Otros ingresos	6	141	6.352	5.375	319.458	404.166	11.197	25.720	-	-	48	10	(16)	(4)	337.045	435.408							
Materias Primas Y Consumibles Utilizados	(19)	(16)	(212.902)	(133.007)	(1.225.790)	(1.520.590)	(358.340)	(330.553)	-	-	(12.787)	(31.959)	-	-	(1.809.838)	(2.016.127)							
Compras de energía	-	-	(181.127)	(116.070)	(777.313)	(1.011.378)	(240.173)	(194.210)	-	-	(8.086)	(26.353)	-	-	(1.206.699)	(1.348.011)							
Consumo de combustible	-	-	(22)	(171)	(1)	(12.600)	(9.901)	(8.123)	-	-	-	-	-	-	(9.924)	(20.894)							
Gastos de transporte	-	-	(2.361)	(2.880)	(184.614)	(158.319)	(72.702)	(77.255)	-	-	(4.043)	(4.994)	-	-	(263.740)	(243.448)							
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(19)	(16)	(29.372)	(13.886)	(263.862)	(338.293)	(35.564)	(50.965)	-	-	(658)	(612)	-	-	(329.476)	(403.774)							
Margen de Contribución	412	123	58.437	102.864	842.438	853.909	378.838	414.352	-	-	49.957	34.271	(16)	(4)	1.330.066	1.406.515							
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	13.123	14.074	22.182	31.030	7.836	8.319	-	-	-	-	-	-	43.141	53.423							
Gastos por beneficios a los empleados	(1.539)	(1.473)	(50.410)	(47.675)	(81.531)	(93.472)	(26.202)	(25.528)	-	-	(3.400)	(3.227)	-	-	(163.082)	(171.376)							
Otros gastos, por naturaleza	(7.016)	(5.296)	(56.776)	(47.531)	(160.509)	(189.591)	(34.727)	(34.937)	(3)	(4)	(6.317)	(4.658)	2	(2)	(265.346)	(282.019)							
Resultado Bruto De Explotación	(8.143)	(6.846)	(36.626)	21.732	622.680	601.876	325.745	362.208	(3)	(4)	40.240	26.388	(14)	(6)	944.779	1.006.544							
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(26.078)	(42.258)	(142.439)	(136.405)	(42.178)	(49.099)	-	-	(11.602)	(9.600)	-	-	(222.297)	(237.362)							
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF-9	-	-	(5.329)	(7.613)	(55.386)	(80.240)	(3.768)	(4.950)	-	(5)	(28)	-	-	-	(64.511)	(92.808)							
Resultado De Explotación	(8.143)	(6.846)	(67.033)	(28.139)	424.755	385.231	279.799	308.157	(3)	(9)	28.610	16.786	(14)	(6)	657.971	675.374							
Resultado Financiero	(72.017)	(27.820)	82.718	15.035	(57.846)	229	(35.106)	(32.022)	202	(115)	(2.374)	88	7	(61.777)	(184.416)								
Ingresos financieros	71	4.499	21.704	16.566	128.083	71.060	16.134	4.917	20	3	1.731	1.211	(10)	5.192	167.733	103.448							
Efectivo y otros medios equivalentes	69	394	12.851	10.688	44.021	12.338	7.198	1.421	20	3	47	14	-	-	64.206	24.658							
Otros ingresos financieros	2	4.105	8.853	5.878	84.062	58.722	8.936	3.496	-	-	1.684	1.197	(10)	5.192	103.527	78.990							
Costos financieros	(19.957)	(16.074)	(68.184)	(72.028)	(273.776)	(215.290)	(63.276)	(34.854)	(822)	(225)	(4.430)	(1.408)	(10)	4.013	(430.434)	(335.882)							
Préstamos bancarios	(1.452)	(882)	(13)	(12)	(23.418)	(29.191)	(26.910)	(6.892)	(818)	(223)	-	-	-	-	(62.611)	(37.200)							
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(6.014)	(6.066)	-	-	(57.170)	(31.862)	(21.061)	(25.256)	-	-	-	-	-	-	(84.245)	(83.184)							
Otros	(12.491)	(9.126)	(68.171)	(72.014)	(193.188)	(154.237)	(15.304)	(2.706)	(4)	(2)	(4.430)	(1.406)	10	4.013	(293.578)	(235.478)							
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	60.737	57.094	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60.737	57.094							
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(62.131)	(16.245)	68.461	13.401	(12.153)	144.459	12.035	(2.085)	1.004	107	325	283	7	(60.982)	17.548	79.938							
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	122	(44)	-	-	(113)	-	64	-	(40)	-	-	-	-	-	33	(44)							
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	(85.281)	-	102.886	472	-	21	-	-	2	3	-	(7)	17.587	489							
Resultado de Otras Inversiones	-	-	(85.295)	-	130	472	-	-	-	-	-	-	-	-	(85.326)	472							
Resultados en Ventas de Activos	-	-	14	-	102.886	-	21	-	-	-	2	3	-	(7)	102.912	17							
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(80.038)	(34.510)	(69.506)	(13.104)	369.662	385.932	244.757	276.156	159	(124)	26.238	16.877	(7)	(61.790)	491.175	579.437							
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	12.337	10.220	52.705	6.454	(120.183)	(107.147)	(88.165)	(93.547)	-	-	(10.896)	(5.019)	-	-	(154.202)	(189.039)							
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(67.701)	(24.290)	(16.891)	(6.650)	249.479	278.785	156.592	182.609	159	(124)	15.342	11.858	(7)	(61.790)	336.973	390.398							
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	73.295	82.323	-	-	-	6	73.298	82.329							
GANANCIA (PÉRDIDA)	(67.701)	(24.290)	(16.891)	(6.650)	249.479	278.785	156.592	182.609	73.454	82.199	15.342	11.858	(4)	(61.784)	410.271	472.727							
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	(67.701)	(24.290)	(16.891)	(6.650)	249.479	278.785	156.592	182.609	73.454	82.199	15.342	11.858	(4)	(61.784)	410.271	472.727							
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	307.311	365.869							
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	102.960	106.858							

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

País	Chile (Holdings y Otros)			Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Centro América			Eliminaciones			Totales	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023		
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO																							
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(10.793)	(7.076)	2.486	74.866	221.463	(263.608)	285.047	229.363	178.753	127.403	45.136	40.710	3.191	(634)	725.283	201.024							
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	45.642	(787.316)	25.515	(59.772)	1.002.457	(445.957)	(133.895)	(157.319)	(130.617)	(69.914)	(793)	37.190	(47.186)	789.332	781.123	(693.756)							
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(39.857)	678.347	(42.416)	(785)	(120.575)	758.538	(3.420)	43.119	117.284	(8.161)	(1.615)	(1)	43.997	(788.696)	(46.602)	682.361							

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 - MUSS

Línea de Negocio	Generación y Transmisión															
	País		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro América		Eliminaciones		Totales	
ACTIVOS	el 31.03.2023	el 31.12.2022	el 31.03.2023	el 31.12.2022	el 31.03.2023	el 31.12.2022	el 31.03.2023	el 31.12.2022	el 31.03.2023	el 31.12.2022	el 31.03.2023	el 31.12.2022	el 31.03.2023	el 31.12.2022	el 31.03.2023	el 31.12.2022
Activos corrientes	289.948	439.493	726.795	549.370	362.198	174.159	2.094.044	322.127	205.830	176.851	(230)	(209)	3.678.585	1.661.791		
Efectivo y equivalentes al efectivo	5.088	7.234	468.026	247.495	178.327	29.036	-	75.850	132.006	89.276	-	-	783.447	448.891		
Otros activos financieros corrientes	23.151	10.476	37.977	32.997	11.206	20.659	-	1.468	666	495	-	-	73.000	66.095		
Otros activos no financieros, corriente	1.492	1.602	24.120	17.658	8.848	2.434	-	91.064	8.827	8.324	-	-	43.287	121.082		
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	46.612	42.838	151.575	135.961	105.530	89.674	-	94.265	53.284	67.568	8	17	357.009	430.323		
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	18.730	17.223	14.886	13.390	782	518	-	30.454	1.708	1.550	(238)	(226)	33.895	52.909		
Inventarios corrientes	6.034	5.926	26.884	21.240	34.987	31.634	-	27.850	7.631	7.445	-	-	75.546	94.095		
Activos por impuestos corrientes, corriente	4.067	219	3.517	15.555	12	204	-	1.176	1.709	2.193	-	-	9.305	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	186.774	353.975	-	65.074	22.506	-	2.094.044	-	1	-	-	-	2.303.325	419.049		
Activos no corrientes	167.037	192.170	5.291.765	4.937.631	2.921.405	2.798.722	-	1.710.789	1.527.380	1.531.420	-	-	9.907.587	11.170.682		
Otros activos financieros no corrientes	18.176	21.447	373.999	361.010	103	395	-	-	150.786	151.864	-	-	543.064	634.716		
Otros activos no financieros no corrientes	228	294	56.172	50.085	9.258	9.158	-	40.017	21.479	20.426	-	-	87.137	119.980		
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	116.016	123.264	9.284	8.418	4.745	4.683	-	-	510	510	-	-	130.555	136.875		
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	1.158	2.392	-	-	-	-	-	52.984	-	-	-	-	1.168	55.376		
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	967	944	58.973	56.633	539.346	539.885	-	59.258	291.628	291.628	-	-	890.914	948.348		
Activos intangibles distintos de la plusvalía	2.066	2.529	217.239	210.096	64.555	63.239	-	31.875	196.496	200.244	-	-	480.366	507.983		
Plusvalía	-	-	-	-	-	-	-	2.802	1.158	1.158	-	-	1.168	3.960		
Propiedades, planta y equipo	19.099	33.661	4.499.729	4.172.209	2.268.804	2.147.751	-	1.367.777	849.403	849.497	-	-	7.637.035	8.570.895		
Activos por derecho de uso	-	-	55.912	54.437	34.594	33.611	-	122.475	12.442	12.777	-	-	102.948	223.300		
Activos por impuestos diferidos	9.327	7.639	20.457	24.743	-	-	-	33.551	3.478	3.316	-	-	33.262	69.249		
TOTAL ACTIVOS	458.985	631.663	6.018.560	5.487.001	3.283.603	2.972.881	2.094.044	2.032.866	1.733.210	1.708.271	(230)	(209)	13.586.172	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													
	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro América		Eliminaciones		Totales	
País	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
Pasivos Corrientes	90.606	194.611	1.226.031	1.324.829	811.967	436.061	1.102.961	479.113	118.647	80.684	(230)	(209)	3.347.762	2.614.889
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	113.544	103.867	151.227	108.755	-	199.038	177	-	-	-	264.849	411.660
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	1.681	3.006	2.274	2.966	-	1.278	1.519	1.074	-	-	5.454	6.324
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.197	4.706	297.363	408.436	378.057	181.450	-	188.741	66.048	41.264	-	-	742.695	824.597
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	18.569	18.688	754.974	762.176	204.103	12.449	-	48.593	35.146	32.477	(25)	(209)	1.012.767	874.174
Otras provisiones corrientes	454	536	179	172	29.266	41.128	-	2.466	-	-	-	-	29.899	44.302
Pasivos por impuestos corrientes	7.512	2.093	26.523	16.246	41.264	84.252	-	23.167	7.746	4.467	-	-	83.045	130.226
Otros pasivos no financieros corrientes	9.417	9.498	31.787	30.926	5.766	4.961	-	15.830	6.020	1.302	-	-	52.990	62.517
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	53.357	159.090	-	-	-	-	1.102.951	-	(9)	-	(205)	-	1.156.094	159.090
Pasivos No Corrientes	52.986	56.932	819.634	795.311	573.955	551.325	-	537.223	204.104	202.940	-	-	1.850.679	2.143.731
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	672.227	656.902	389.051	384.853	-	236.649	-	-	-	-	1.061.278	1.278.404
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	53.946	50.464	31.120	29.790	-	6.186	12.038	12.903	-	-	97.104	99.343
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	1.839	6.447	453	380	-	-	65.623	63.778	-	-	67.915	70.605
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	77.454	77.454	-	-	77.454	77.454
Otras provisiones no corrientes	-	-	9.341	8.227	73.205	58.167	-	31.011	6.409	6.610	-	-	85.855	104.015
Pasivo por impuestos diferidos	32.007	35.130	70.476	62.222	57.889	58.750	-	244.493	42.232	41.817	-	-	202.604	442.412
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	398	385	-	-	22.237	19.385	-	1.390	348	378	-	-	22.963	21.638
Otros pasivos no financieros no corrientes	20.581	21.417	11.805	11.049	-	-	-	17.494	-	-	-	-	32.386	49.960
Patrimonio Neto	313.493	380.120	3.972.895	3.366.861	1.897.691	1.985.595	991.093	1.016.530	1.412.559	1.424.747	-	-	8.587.731	8.173.853
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	313.493	380.120	3.972.895	3.366.861	1.897.691	1.985.595	991.093	1.016.530	1.412.559	1.424.747	-	-	8.587.731	8.173.853
Capital emitido y pagado	468.002	529.967	3.493.874	3.036.366	140.643	135.144	962.810	925.970	997.670	1.000.339	-	-	6.062.999	5.827.786
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(270.182)	(365.137)	409.561	262.697	64.472	211.362	5.089	75.310	349.148	359.930	-	-	658.088	644.162
Primas de emisión	-	-	-	-	25.340	24.349	3.848	3.796	-	-	-	-	29.188	28.146
Acciones propias en cartera	-	-	(65)	(53)	-	-	-	-	-	-	-	-	(65)	(53)
Otras reservas	115.673	215.290	69.515	67.851	1.667.236	1.614.740	19.346	11.454	65.741	64.478	-	-	1.937.511	1.973.813
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	456.985	631.663	6.018.580	5.487.001	3.283.603	2.972.881	2.094.044	2.032.868	1.733.210	1.708.271	(230)	(209)	13.586.172	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			Brasil		Colombia		Perú		Centro América		Eliminaciones			
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	2023	2022 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2022 (Reexpresado)
Ingreso	42.038	47.161	270.812	322.742	358.200	335.955	-	-	62.744	62.230	(6)	(4)	-	733.788	772.084
Ingresos de actividades ordinarias	37.091	46.353	270.313	321.494	352.703	334.298	-	-	62.696	62.220	-	-	-	722.803	768.395
Ventas de energía	36.717	46.168	254.156	307.309	348.623	328.746	-	-	61.710	65.270	-	-	-	701.208	747.491
Otras ventas	67	(45)	-	-	4.058	-	-	-	6	-	-	-	-	4.131	6.479
Otras prestaciones de servicios	307	232	16.157	14.185	22	28	-	-	980	950	-	-	-	17.468	16.395
Otros ingresos	4.947	808	499	1.248	5.497	1.657	-	-	48	10	(6)	(4)	(4)	10.985	3.719
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(1.988)	(2.753)	(92.775)	(131.460)	(144.815)	(115.451)	-	-	(12.787)	(31.959)	-	-	-	(252.365)	(261.623)
Compras de energía	(175)	(335)	(72.624)	(100.277)	(97.038)	(59.402)	-	-	(8.086)	(26.353)	-	-	-	(177.923)	(186.367)
Consumo de combustible	(22)	(171)	(1)	(12.601)	(9.901)	(4.689)	-	-	-	-	-	-	-	(9.924)	(17.461)
Gastos de transporte	(37)	(35)	(19.838)	(16.600)	(27.177)	(35.340)	-	-	(4.043)	(4.994)	-	-	-	(51.095)	(56.969)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(1.754)	(2.212)	(312)	(1.982)	(10.699)	(16.020)	-	-	(658)	(612)	-	-	-	(13.423)	(20.826)
Margen de Contribución	40.050	44.408	178.037	191.282	213.385	220.504	-	-	49.957	34.271	(6)	(4)	-	481.423	490.461
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	982	172	975	1.948	906	927	-	-	-	-	-	-	-	2.863	3.047
Gastos por beneficios a los empleados	(7.160)	(9.257)	(5.727)	(5.836)	(10.746)	(8.772)	-	-	(3.400)	(3.227)	-	-	-	(27.033)	(27.092)
Otros gastos, por naturaleza	(16.621)	(8.750)	(24.580)	(22.181)	(8.975)	(13.632)	-	-	(6.317)	(4.658)	-	-	-	(66.493)	(49.221)
Resultado Bruto De Explotación	17.251	28.573	148.705	165.213	194.570	199.027	-	-	40.240	26.386	(6)	(4)	-	400.760	417.195
Gasto por depreciación y amortización	(4.877)	(21.508)	(34.630)	(32.943)	(44.825)	(17.183)	-	-	(11.602)	(9.600)	-	-	-	(85.734)	(81.234)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(1.187)	-	2.805	56	(324)	(464)	-	-	-	-	-	-	-	1.287	(403)
Resultado De Explotación	11.387	5.065	118.881	132.226	179.421	181.380	-	-	28.610	18.786	(6)	(4)	-	336.293	335.553
Resultado Financiero	(30.021)	(10.457)	(1.235)	46.781	(18.468)	(18.809)	-	-	(2.374)	88	-	-	-	(50.090)	7.604
Ingresos financieros	14.054	12.629	6.044	9.102	1.758	730	-	-	1.731	1.211	(10)	-	-	23.577	23.672
Efectivo y otros medios equivalentes	6.634	6.717	23.599	7.528	7.194	1.037	-	-	47	14	-	-	-	37.474	15.296
Otros ingresos financieros	7.420	5.912	(17.555)	1.574	(5.436)	(307)	-	-	1.684	1.197	(10)	-	-	(13.897)	8.376
Costos financieros	(1.108)	(4.073)	(11.833)	6.259	(19.151)	(14.702)	-	-	(4.430)	(1.406)	10	-	-	(36.512)	(13.922)
Préstamos bancarios	-	(9)	(15.518)	(12.645)	(24.151)	(3.379)	-	-	-	-	-	-	-	(39.669)	(16.033)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	(4.501)	(4.926)	(21.061)	(17.703)	-	-	-	-	-	-	-	(25.662)	(22.629)
Otros	(1.108)	(4.064)	8.186	23.830	26.061	6.380	-	-	(4.430)	(1.406)	10	-	-	28.719	24.740
Resultados por Unidades de Reajuste	(72.119)	(44.378)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(72.119)	(44.378)
 Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	29.152	16.365	4.654	30.420	933	(4.836)	-	-	325	283	-	-	-	34.964	42.232
Positivas	64.457	27.960	7.059	55.447	1.224	(2.241)	-	-	1.144	1.062	(69)	-	-	73.815	82.228
Negativas	(35.305)	(11.595)	(2.505)	(25.027)	(291)	(2.595)	-	-	(819)	(779)	69	-	-	(38.851)	(39.996)
Otras ganancias (pérdidas)	(88.142)	-	102.896	-	-	21	-	-	2	3	-	-	-	14.756	24
Resultado de Otras Inversiones	(88.156)	-	102.896	-	-	21	-	-	2	3	-	-	-	(88.156)	-
Resultados en Ventas de Activos	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	102.912	24
 Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(108.779)	(14.392)	218.542	178.107	162.542	162.569	-	-	26.238	18.877	(6)	(4)	-	330.959	343.181
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(10.686)	5.983	(64.462)	(37.575)	(53.755)	(53.878)	-	-	(10.895)	(5.019)	-	-	-	(142.779)	(90.559)
 Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(117.442)	(8.509)	154.080	140.532	108.206	108.715	-	-	15.342	11.858	(6)	(4)	-	156.180	252.582
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	31.866	53.249	-	-	-	6	4	-	31.872	53.283
GANANCIA (PÉRDIDA)	(117.442)	(8.509)	154.080	140.532	108.206	108.715	31.866	53.249	15.342	11.858	-	-	-	180.052	305.845

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

Línea de Negocio	Generación y Transmisión														Totales
	País			Brasil		Colombia		Perú		Centro América		Eliminaciones			
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2022
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(1.354)	16.822	(57.712)	(188.221)	42.982	112.372	128.939	64.136	45.622	40.710	(485)	-	-	157.992	45.819
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(15.431)	(8.414)	1.250.195	36.352	61.542	(60.128)	(71.721)	(23.373)	(793)	37.190	(1.615)	-	-	1.222.177	(18.373)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-	(785)	(184.156)	(7.214)	3.889	74.004	73.216	1.668	(1.615)	(1)	1.615	-	-	(107.051)	67.672

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 País	Distribución										Totales		
	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		al 31.03.2023	al 31.12.2022	
	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022	al 31.03.2023	al 31.12.2022			
ACTIVOS													
Activos corrientes	338.674	361.263	3.658.613	3.254.965	521.983	595.268	1.714.572	183.960	-	-	6.233.742	4.395.456	
Efectivo y equivalentes al efectivo	8.185	5.977	398.130	276.155	140.639	131.595	-	12.740	-	-	546.954	426.467	
Otros activos financieros corrientes	3.663	34.385	43.494	43.622	1.683	12.428	-	19	-	-	48.840	90.454	
Otros activos no financieros, corriente	14.252	15.340	556.789	524.626	13.241	9.699	-	3.806	-	-	584.282	553.471	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	270.125	282.456	2.281.507	2.017.240	267.433	246.070	-	136.773	-	-	2.819.065	2.682.539	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	81	95	11.861	10.729	15.723	127.564	-	5.389	-	-	27.665	143.777	
Inventarios corrientes	42.368	23.010	340.987	345.212	72.442	57.706	-	25.233	-	-	455.797	451.161	
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	25.745	37.381	1.254	1.012	-	-	-	-	26.999	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	-	-	-	-	9.568	9.194	1.714.572	-	-	-	1.724.140	9.194	
Activos no corrientes	2.284.164	2.194.717	9.786.765	9.429.354	1.740.340	1.647.595	-	1.438.888	-	-	13.800.269	14.710.554	
Otros activos financieros no corrientes	3	3	3.915.813	3.579.341	10.123	13.670	-	-	-	-	3.925.939	3.593.014	
Otros activos no financieros no corrientes	14	16	2.077.704	2.168.258	25.005	22.821	-	-	-	-	2.102.723	2.191.095	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	185	219	235.051	310.237	6.664	7.303	-	-	-	-	241.900	317.759	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	13	15	-	-	-	-	-	-	-	-	13	15	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	123	121	-	-	-	7.053	6.199	-	-	-	7.178	6.320	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	102.577	97.523	2.855.999	2.659.190	102.594	99.982	-	63.901	-	-	3.061.170	2.920.596	
Propiedades, planta y equipo	2.161.220	2.096.786	26.815	24.433	1.585.049	1.484.571	-	1.320.927	-	-	3.773.084	4.926.717	
Propiedad de inversión	-	-	7.644	7.341	-	-	-	-	-	-	7.644	7.341	
Activos por derecho de uso	29	34	56.093	59.491	12.852	13.049	-	44.746	-	-	68.974	117.320	
Activos por impuestos diferidos	-	-	611.646	621.063	-	-	-	9.314	-	-	611.646	630.377	
TOTAL ACTIVOS	2.602.838	2.555.980	13.445.278	12.684.319	2.271.323	2.242.863	1.714.572	1.622.848	-	-	20.034.011	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 - MUSS

Línea de Negocio	Distribución											
	País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
		al 31.03.2023	el 31.12.2022	al 31.03.2023	el 31.12.2022	al 31.03.2023	el 31.12.2022	al 31.03.2023	el 31.12.2022	al 31.03.2023	el 31.12.2022	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS												
Pasivos Corrientes	997.886	969.396	4.084.034	3.682.148	809.416	572.242	867.090	968.882	-	-	6.768.426	6.482.668
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	572.004	472.267	96.407	202.771	-	83.307	-	-	668.411	766.346
Pasivos por arrendamientos corrientes	25	14	12.909	15.527	2.559	2.781	-	5.896	-	-	15.493	24.210
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	867.854	838.169	2.417.990	2.110.246	496.403	239.824	-	176.258	-	-	3.793.947	3.364.497
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	33.043	33.607	939.575	778.916	171.981	33.038	-	60.640	-	-	1.144.599	908.201
Otras provisiones corrientes	36.397	38.967	83.846	80.661	8.595	8.461	-	7.835	-	-	128.838	135.924
Pasivos por impuestos corrientes	43.277	32.573	-	54.736	11.873	69.195	-	8.230	-	-	55.150	164.734
Otros pasivos no financieros corrientes	17.290	16.066	58.010	69.795	19.598	18.172	-	26.716	-	-	94.898	130.749
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	867.090	-	-	-	867.090	-
Pasivos No Corrientes	536.008	615.349	6.188.350	6.150.217	900.172	869.082	-	444.051	-	-	7.634.530	8.078.699
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	2.015.148	1.872.259	808.727	784.272	-	373.911	-	-	2.823.876	3.030.442
Pasivos por arrendamientos no corrientes	(9)	4	48.686	49.007	11.482	11.369	-	14.092	-	-	60.159	74.472
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	9.949	11.251	1.818.456	1.876.027	2.344	4.969	-	1.047	-	-	1.830.749	1.893.294
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	5.351	7.666	474.808	548.753	4.082	3.855	-	-	-	-	484.241	560.274
Otras provisiones no corrientes	8.820	10.920	522.391	520.281	3.764	2.911	-	435	-	-	534.976	534.547
Pasivo por impuestos diferidos	483.914	552.813	5.619	-	(3.065)	(940)	-	50.243	-	-	486.488	602.116
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	13.796	16.188	1.312.883	1.283.325	72.838	62.646	-	2.916	-	-	1.389.517	1.385.075
Otros pasivos no financieros no corrientes	14.187	16.507	359	565	-	-	-	1.407	-	-	14.546	18.479
Patrimonio Neto	1.068.944	961.235	3.182.894	2.951.954	561.735	801.539	847.482	809.815	-	-	5.641.055	5.544.843
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.068.944	961.235	3.182.894	2.951.954	561.735	801.539	847.482	809.815	-	-	5.641.055	5.544.843
Capital emitido y pagado	751.535	737.419	1.637.619	1.572.635	-	-	778.072	-	-	-	3.167.226	2.448.830
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(37.356)	(104.283)	(68.793)	(82.033)	89.038	340.831	41.102	607.903	-	-	23.991	682.418
Otras reservas	354.765	348.099	1.594.068	1.541.352	472.697	460.708	28.308	62.536	-	-	2.448.838	2.412.898
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	2.602.838	2.555.980	13.446.278	12.684.319	2.271.823	2.242.883	1.714.572	1.622.848	-	-	20.034.011	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
	Argentina			Brasil			Colombia			Perú		Eliminaciones	
País	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES		(Reexpresado)		(Reexpresado)		(Reexpresado)		(Reexpresado)		(Reexpresado)		(Reexpresado)	
Ingreso	229.298	188.968	1.790.049	2.124.087	424.616	462.780	-	-	-	-	(2)	2.443.853	2.778.703
Ingresos de actividades ordinarias	227.926	184.177	1.480.188	1.723.583	420.825	458.684	-	-	-	-	-	-	2.128.839
Ventas de energía	218.919	173.389	1.256.329	1.505.793	207.693	233.270	-	-	-	-	-	-	1.882.941
Otras ventas	983	665	-	-	378	5.186	-	-	-	-	-	-	1.361
Otras prestaciones de servicios	8.024	10.123	223.859	217.790	212.754	220.228	-	-	-	-	-	-	444.837
Otros ingresos	1.362	4.781	309.861	401.404	3.691	4.076	-	-	-	-	(2)	-	314.914
Materias Primas Y Consumibles Utilizados	(210.710)	(129.843)	(1.131.275)	(1.468.615)	(258.058)	(273.363)	-	-	-	-	-	-	(1.871.821)
Compras de energía	(180.951)	(115.736)	(710.207)	(994.416)	(176.171)	(193.218)	-	-	-	-	-	-	(1.067.329)
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	(3.433)	-	-	-	-	-	-	(3.433)
Gastos de transporte	(2.344)	(2.845)	(166.151)	(143.603)	(56.929)	(54.243)	-	-	-	-	-	-	(225.424)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(27.415)	(11.262)	(254.917)	(330.596)	(24.958)	(22.469)	-	-	-	-	-	-	(307.290)
Margen de Contribución	18.578	59.115	658.774	656.372	166.458	189.397	-	-	-	-	(2)	843.810	904.882
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	12.141	13.902	18.297	26.280	6.930	7.392	-	-	-	-	-	-	37.388
Gastos por beneficios a los empleados	(42.593)	(38.207)	(62.659)	(76.223)	(15.215)	(16.885)	-	-	-	-	-	-	(120.467)
Otros gastos por naturaleza	(39.712)	(38.825)	(121.522)	(158.828)	(20.642)	(20.888)	-	-	-	-	-	-	(181.876)
Resultado Bruto De Explotación	(61.686)	(4.015)	492.890	447.601	137.631	158.221	-	-	-	-	(2)	578.836	602.806
Gasto por depreciación y amortización	(21.383)	(20.749)	(105.331)	(102.217)	(27.121)	(31.635)	-	-	-	-	-	-	(153.836)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(4.142)	(7.613)	(58.207)	(79.965)	(3.448)	(4.447)	-	-	-	-	-	-	(65.797)
Resultado De Explotación	(77.111)	(32.377)	329.352	265.419	106.962	123.139	-	-	-	-	(2)	359.203	356.179
Resultado Financiero	78.405	38.802	(159.850)	(150.009)	(15.407)	(13.278)	-	-	-	-	-	-	(98.852)
Ingresos financieros	6.625	3.865	75.137	60.114	12.889	3.820	-	-	-	-	-	-	94.651
Efectivo y otros medios equivalentes	4.399	2.453	19.916	4.480	-	372	-	-	-	-	-	-	24.315
Otros ingresos financieros	2.226	1.412	55.221	55.634	12.889	3.448	-	-	-	-	-	-	70.336
Costos financieros	(70.601)	(73.840)	(212.628)	(209.113)	(40.622)	(19.848)	-	-	-	-	-	-	(323.851)
Préstamos bancarios	(13)	(4)	(7.901)	(16.545)	-	(3.512)	-	-	-	-	-	-	(7.914)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	(52.668)	(26.936)	-	(7.552)	-	-	-	-	-	-	(62.668)
Otros	(70.588)	(73.836)	(152.059)	(165.632)	(40.622)	(8.784)	-	-	-	-	-	-	(263.269)
Resultados por Unidades de Reajuste	145.667	109.449	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	145.667
 Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(3.286)	(672)	(22.359)	(1.010)	12.326	2.750	-	-	-	-	-	-	(13.319)
Positivas	841	157	23.598	245.189	13.600	4.245	-	-	-	-	-	-	38.039
Negativas	(4.127)	(829)	(45.957)	(246.199)	(1.274)	(1.495)	-	-	-	-	-	-	(61.368)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	-	-	64	-	-	-	-	-	-	-	64
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	-	472	-	-	-	-	-	-	-	-	472
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	472	-	-	-	-	-	-	-	-	472
 Ganancia (pérdida), antes de impuestos	1.294	6.425	169.502	115.882	91.619	109.861	-	-	-	-	(2)	262.415	232.166
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	67.630	(1.716)	(51.773)	(38.404)	(33.783)	(38.337)	-	-	-	-	-	-	(17.826)
 Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	68.924	4.709	117.729	77.478	57.836	71.524	-	-	-	-	(2)	244.469	153.709
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	40.504	28.501	-	-	2	-	40.504
GANANCIA (PÉRDIDA)	68.924	4.709	117.729	77.478	57.836	71.524	40.504	28.501	-	-	-	284.993	182.212

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio	Distribución												Totales
	Argentina			Brasil			Colombia			Perú		Eliminaciones	
País	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO													
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	10.919	60.537	288.187	(4.245)	249.543	117.180	50.504	64.084	-	-	-	-	599.153
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(5.053)	(45.460)	(239.907)	(316.729)	(72.568)	(97.850)	(59.796)	(46.515)	-	-	-	-	(377.324)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(3.371)	(13.480)	58.853	355.647	(135.639)	(30.433)	44.886	(9.605)	-	-	-	-	(35.271)

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 31.03.2023	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\$	4.496	271	660	
Varios Acreedores	Enel Distribución Ceará S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Clientes	US\$	12.848	51.205	52.275	
Varios Acreedores	EGP en Brasil	Acreedor	Varios	Varios	US\$	609.251	389.477	383.149	
Varios Acreedores	Enel Distribución Perú S.A.	Acreedor	Hipoteca	Propiedades, planta y equipo	US\$	15.782	6.270	4.508	
Total						642.377	447.223	477.326	

Al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022, el monto de las propiedades, planta y equipo del Grupo gravados como garantía de pasivos asciende a MUS\$ 15.782 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 marzo de 2023, Enel Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de MUS\$ 50.326.676 (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		Garante	Tipo de Garantía	Moneda	Saldo pendiente	
				Nombre	Relación				al 31.03.2023	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\$	59.974	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\$	290.380	261.608
Préstamo Bancario	SCOTIABANK 4131 III	Febrero 2025	SCOTIABANK	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	37.311	37.116
Préstamo Bancario	SCOTIABANK 4131 IV	Febrero 2025	SCOTIABANK	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	22.364	22.249
Bonos	DEBENTURES - 23ª EMISSÃO - 2ª série	Septiembre 2023	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	138.378	139.403
Préstamo Bancario	BEI 4131	Septiembre 2037	EUROPEAN INVESTMENT BANK	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	122.684	120.863
Leasing	C22BR3R00003	Junio 2031	BR Properties S.A.	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	10.017	9.752
Préstamo Bancario	SCOTIABANK 4131	Abril 2023	SCOTIABANK	EGP Cachoeira Dourada	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	31.758	31.363
Préstamo Bancario	BNDES BOA VISTA B1, B2 e B3	Diciembre 2034	BNDES	EGP Boa Vista	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	13.395	13.277
Préstamo Bancario	SAN 4131 EGP- 1	Agosto-2033	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	44.987	47.353
Préstamo Bancario	CHINA 4131 EGP- 1	Agosto-2033	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	46.823	49.286
Préstamo Bancario	SAN 4131 EGP- 2	Agosto-2033	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	40.240	42.356
Préstamo Bancario	CHINA 4131 EGP- 2	Agosto-2033	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	41.882	44.085
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA B A1, A2 e A3	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina B	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	13.888	13.772
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA C B1, B2 e B3	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina C	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	3.253	3.225
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA D A1, A2, A3, C1 e C2	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina D	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	13.911	13.795
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA E A1, A2, A3, D1 e D2	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina E	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	13.977	13.860
Préstamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	EGP Ituverava Norte	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	10.753	11.405
Préstamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	EGP Ituverava Norte	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	10.332	10.957
Préstamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	PROPARCO	EGP Ituverava Norte	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	20.985	20.700
Préstamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA S	Diciembre 2031	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	EGP Ituverava Sul	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	16.131	17.108
Préstamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA S	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	EGP Ituverava Sul	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	15.498	16.437
Préstamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA S	Junio 2032	PROPARCO	EGP Ituverava Sul	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	31.477	31.050
Préstamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA	Diciembre 2031	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	EGP Ituverava	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	10.753	11.405
Préstamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	EGP Ituverava	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	10.332	10.957
Préstamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA	Junio 2032	PROPARCO	EGP Ituverava	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	20.985	20.700
Préstamo Bancario	BNDES SÃO ABRAÃO A1, A2 e A3	Diciembre 2034	BNDES	EGP Sao Abraao	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	13.429	13.310
Préstamo Bancario	BEI 1 PERGEIBPTMO1	Diciembre 2032	EUROPEAN INVESTMENT BANK	EGP Perú	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	81.197	82.143
Préstamo Bancario	BEI 1 PERGEIBPTMO2	Julio 2033	EUROPEAN INVESTMENT BANK	EGP Perú	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	42.570	45.102
Préstamo Bancario	PERG EIB LC ID 450839	Junio 2036	EUROPEAN INVESTMENT BANK	EGP Perú	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	8.110	8.142
Préstamo Bancario	PERG EIB LC ID 450841	Junio 2036	EUROPEAN INVESTMENT BANK	EGP Perú	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	2.029	2.039
PRESTAMO BANCARIO	PERG EIB LC ID 485425	Agosto 2036	EUROPEAN INVESTMENT BANK	EGP Perú	Subsidiaria	Enel SpA	Aval	US\$	12.899	-
PRESTAMO BANCARIO	PERG EIB LC ID 485426	Agosto 2036	EUROPEAN INVESTMENT BANK	EGP Perú	Subsidiaria	Enel SpA	Aval	US\$	3.225	-
Préstamo Bancario	PERG IDB PTMO1 ID 463919	Marzo 2026	INTER-AMERICAN DEVELOPMENT BANK	EGP Perú	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	20.273	20.351
Préstamo Bancario	PERG IDB PTMO2 ID 463920	Septiembre 2026	INTER-AMERICAN DEVELOPMENT BANK	EGP Perú	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	4.055	4.070
Préstamo Bancario	PERG IDB PTMO3 ID 463921	Septiembre 2031	INTER-AMERICAN DEVELOPMENT BANK	EGP Perú	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	16.218	16.281
Total									1.296.472	1.259.379

(1) Al dividirse el emisor original, entre Endesa Chile (hoy Enel Generación Chile S.A.) y Endesa Américas y de acuerdo al 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\$10.679.108 (MUS\$13.507).

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\$14.838).

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 MBRL 394.844 (MUS\$77.875).

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. El Ministerio Público del Trabajo ha presentado una Acción Civil Pública en contra Enel afirmando que la compañía estaría contratando a terceros para la ejecución de servicios finales (“Tercerización”), lo que sería contrario a la legislación brasileña (Enunciado 331 del TST), que solamente permitiría la ejecución de servicios no esenciales por terceros. El Tribunal Superior del Trabajo dictó fallo declarando ilegal la Tercerización. Actualmente, un recurso presentado por Enel Distribución Ceará está pendiente de juicio por la Sección de la Negociación Colectiva (instancia revisora en Tribunal Superior del Trabajo). Enel presentó una reclamación al Supremo Tribunal Federal - STF en razón de irregularidades procesales (cláusula de reserva plenaria - Constitución Federal), que fue acogida definitivamente por el tribunal. STF ha anulado la decisión que prohibía la tercerización de actividades por Enel Distribución Ceará y la demanda volverá al Tribunal Superior del Trabajo para el juzgamiento del recurso de Enel por el plenario del tribunal. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

6. 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 31 de marzo de 2023 el monto involucrado en las dos demandas es de MBRL 442.950 (MUS\$87.188).
 - (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 31 de marzo de 2023 el monto involucrado en la demanda es de MBRL 265.712 (MUS\$52.301).
 - (iii) Cooperativa de Energia, Telefonía e Desenvolvimento Rural – COPERCA x Companhia Energética do Ceará – Coelce. El 31 de marzo de 2023 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 230.809 (MUS\$45.431).

7. 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 31 de marzo de 2023 el monto involucrado en la demanda en relación con los contratos de Enel Distribuição Ceará era de MBRL 265.407 (MUS\$52.241).

8. 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.

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 MBRL 269.574 (MUS\$53.168).
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 MBRL 241.933 (MUS\$47.716).
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 MBRL342.738 (MUS\$67.598).

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 31 de diciembre de 2022 el monto involucrado en la demanda en relación con los contratos de Enel Distribución Rio es de MBRL 189.927 (MUS\$37.384).
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 pela ENEL fue juzgada desfavorable el 6 de junio de 2022. por lo cual Enel presentó nuevo recurso, que se encuentra pendiente. En paralelo, 1.368 1385 exempleados empezaron 825 915 demandas para la ejecución en contra de Enel. El 31 de marzo de 2023 el monto involucrado en la demanda era de MBRL 139.645 (MUS\$ 27.487).
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 pendiente. 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 MBRL1.402.984 (MUS\$276.710).
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 MBRL 141.415 (MUS\$27.891).

Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Eletropaulo)

17. 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 31 de marzo de 2023 el monto involucrado en la demanda es de MBRL 1.360.925 (MUS\$267.878).
18. 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.
19. 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. Estamos a la espera de que se dicte sentencia en primera instancia. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.
20. 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.
21. 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.
22. 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. Actualmente, hay apelación del Ministerio Público del Trabajo pendiente de decisión en la Corte Superior del Trabajo. El monto involucrado en la demanda es MBRL 120.000 (MUS\$ 23.620) más un monto aún indeterminado.

23. 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 MBRL 168.648 (MUS\$33.262).
24. 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 MBRL254.169 (MUS\$50.130).
25. 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 MBRL246.093 (MUS\$48.537).
26. 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 MBRL184.339 (MUS\$36.357).
27. 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 MBRL175.000 (MUS\$34.515).
28. 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 MBRL 164.587 (MUS\$32.461).
29. 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 cuantía involucrada es de MBRL697.492 (MUS\$137.566).
30. 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 MBRL 218.857 (MUS\$43.165)

31. 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 MBRL 191.480 (MUS\$37.765).
32. 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 MBRL220.070 (MUS\$43.404).
33. 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 MBRL208.822 (MUS\$41.186).
34. 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 MBRL284.648 (MUS\$56.141).
35. 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: MBRL 787.629 (MUS\$155.344).
36. 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. Actualmente estamos a la espera de la interposición de un recurso de apelación por parte de la demandante. El 31 de marzo de 2023 el monto involucrado en la demanda es de MBRL305.859 (MUS\$60.324).
37. Volkswagen ha presentado una demanda indemnizatoria contra Eletropaulo, en la cual la Demandante pretende recibir una indemnización como consecuencia de interrupciones del suministro de energía eléctrica en una de sus instalaciones industriales. El diciembre de 2021, se dictó sentencia judicial acogiendo limitar la pericia a los 4 eventos de interrupción/oscilación indicados en la petición inicial. A la espera de un nuevo informe pericial. El 31 de marzo de 2023, el monto involucrado en la demanda es de MBRL208.656 (MUSD 41.186).
38. 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 31 de marzo de 2023, el monto involucrado en la sanción es de MBRL 204.490 (MUS\$40.332).

39. 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 MBRL 4.566.286 (MUS\$900.607), MBRL 625.683 (MUS\$123.995) y MBRL 3.210.409 (MUS\$633.188), respectivamente, a marzo 2023.

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.

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 la primera accione. Se espera sentencia. 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.

Enel Cien S.A.

40. 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 Energía 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 Energía 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 31 de marzo de 2023, el monto involucrado en la demanda era de MBRL 678.838 (MUS\$133.619).

Colombia:

Enel Colombia S.A. (ex Emgesa S.A. ESP)

41. En demanda de Acción Popular que cursa en el Tribunal Administrativo del Huila contra Emgesa S.A. ESP, - 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. Este proceso no tiene una cuantía por tratarse de una acción de protección a derechos colectivos. Estimamos que se profiera fallo en 2025.

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 Emgesa, la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EEAB) la ejecución de unas obras en el embalse de El Muña. 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. Con fecha 8 de abril de 2022, se dictó fallo en contra y se presentó un recurso de apelación ante el Consejo del Estado. Se espera fallo en segunda instancia para el año 2027. La cuantía involucrada en este litigio es indeterminada.

Costa Rica

P.H. Chucás S.A.

42. Procedimiento de arbitraje bajo ley costarricense tramitado en la Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio (AMCHAM CICA) contra el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), con el fin de obtener el reconocimiento de los mayores costos incurridos para la construcción de la planta Chucás y reconocimiento de la ampliación del plazo para concluir la construcción de la obra para dejar sin efectos la cancelación de la multa impuesta por el ICE por un presunto retraso en la finalización de las obras. Actualmente el proceso arbitral se encuentra suspendido. En resolución notificada el 28 de julio del 2022, la Sala Primera ha resuelto que el Tribunal

Arbitral no tiene competencia para conocer de la disputa. Contra la resolución, el 8 de agosto del 2022 Chucás ha presentado los recursos de incidente de nulidad de actuaciones, incidente de nulidad con posterioridad a la sentencia firme y una demanda de revisión. Al 31 de marzo del 2023, el monto involucrado es de US\$362 millones.

Enel Costa Rica CAM S.A. y Enel Colombia S.A. ESP

43. En fecha 30 de septiembre de 2021, ante el bloqueo sistemático de alternativas por parte de entidades costarricenses, y ante la ausencia de soluciones y acciones concretas por parte del Gobierno de Costa Rica que permitan la reanudación operativa de los proyectos Hidroeléctricos P.H Don Pedro y P.H. Rio Volcán, Enel Colombia S.A. E.S.P y Enel Costa Rica CAM S.A. presentaron Solicitud de Arbitraje ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones ("CIADI") contra el Gobierno de la República de Costa Rica, en violación de las disposiciones del TRATADO en materia de (i) expropiación y (ii) tratamiento justo y equitativo.

En fecha 13 de octubre del 2021, el CIADI ha registrado formal y oficialmente la Solicitud de Arbitraje. El Tribunal Arbitral quedó formalmente constituido el 24 de octubre de 2022 y el 20 de diciembre se emitió la Orden Procesal N° 1.

Los contratos fueron refrendados por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos el 30 de marzo del 2023. Pendiente las presentaciones y resolución del tribunal.

En relación a los litigios anteriormente descritos, el Grupo ha constituido provisiones por MUS\$72.334 al 31 de marzo 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 Río	Enel Distribución Río
Tipo instrumento con restricción	Bonos IV Programa	Bono III Programa	Cred. con Inst. Fin.	Cred. con Inst. Fin.
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 la suma de deuda y Patrimonio inferior o igual a 0,60.
Acreedor	Banco Continental S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco Continental S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco de Desarrollo de Brasil	Banco de Desarrollo de Brasil
Número de inscripción	ISIN: PEP70101M498; PEP70101M506; PEP70101M514; PEP70101M522; PEP70101M530	ISIN: PEP70051M198; PEP70051M354	-	-
Nombre indicador o ratio financiero	Razón de Endeudamiento	Razón de Endeudamiento	Deuda Bancaria Neta / EBITDA	Deuda Financiera Total neta de caja / (Deuda Bancaria Total neta de caja + Patrimonio)
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Anual	Anual
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 Bancaria menos Caja por EBITDA.	Se divide la suma de Deuda Bancaria menos Caja por la suma de éste y Patrimonio.
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 la suma de deuda y Patrimonio inferior o igual a 0,60.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	0,94	0,20	(0,08)	(0,02)
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 Bancaria, Caja, EBITDA	Deuda Bancaria, Caja, Patrimonio

Restricciones financieras	Enel Distribución Ceará	Enel Distribución Ceará	Enel Distribución Ceará	Enel Distribución Ceará
Tipo instrumento con restricción	Bonos 5ta, 6ta y 7ta Emisiones	Cred. con Inst. Fin. y Bonos 8va Emisión	Cred. con Inst. Fin.	Cred. con Inst. Fin.
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 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.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre la suma de deuda y Patrimonio inferior o igual a 0,60.
Acreedor	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Scotiabank, BNP Paribas, SMBC, Citi. Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco de Desarrollo de Brasil	Banco de Desarrollo de Brasil
Número de inscripción	ISIN: BRCOCEDBS077; BRCOCEDBS085; BRCOCEDBS0A3; BRCOCEDBS0B1; BRCOCEDBS0C9; BRCOCEDBS0D7	-	-	-
Nombre indicador o ratio financiero	Deuda Financiera Neta / EBITDA	Deuda Financiera Neta / EBITDA	Deuda Bancaria Neta / EBITDA	Deuda Financiera Total neta de caja / (Deuda Bancaria Total neta de caja + Patrimonio)
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Anual	Anual
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.	Se divide la suma de Deuda Bancaria menos Caja por EBITDA.	Se divide la suma de Deuda Bancaria menos Caja por la suma de éste y Patrimonio.
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 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.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre la suma de deuda y Patrimonio inferior o igual a 0,60.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	2,66	2,68	0,85	0,26
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 Bancaria, Caja, EBITDA	Deuda Bancaria, Caja, Patrimonio

Restricciones financieras	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Distribución Sao Paulo	EGP Volta Grande
Tipo instrumento con restricción	Bonos 23ra Emisiones	Bonos 24ta, 25ta y 26ta 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 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 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.
Acreeador	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)	BNP Paribas, MUFG, Scotiabank y 7ta Nota Promisoria	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)
Número de inscripción	ISIN: BRELPLDBS0V6; BRELPLDBS001	ISIN: BRELPLDBS0X2; BRELPLDBS0Y0; BRELPLDBS100		
Nombre indicador o ratio financiero	Deuda Financiera Neta / EBITDA Ajustado	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 Ajustado menos Gastos de Arrendamientos Financieros	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 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 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	1,02	1,02	1,02	2,31
Cumplimiento SI/NO	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Deuda Financiera, Caja, EBITDA; Arrendamientos Financieros	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 marzo 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 Contingencia por COVID-19

El Grupo continúa monitoreando de cerca la evolución de COVID-19 y todos los esfuerzos de la Compañía siguen focalizados en garantizar el funcionamiento correcto y seguro de nuestras operaciones, resguardando al mismo tiempo la salud y seguridad de nuestros colaboradores.

Por otra parte, la Compañía mantiene un seguimiento estrecho de las potenciales implicancias de COVID-19 en las áreas de interés en los países en los que operamos, con el fin de evaluar, sobre la base de circunstancias comerciales específicas y de la disponibilidad de información fiable, la relevancia de la pandemia en la posición financiera y en el rendimiento económico del Grupo. Los principales riesgos identificados están relacionados con las pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar (ver notas 3.g.3 y 10.c).

En este sentido, cabe señalar que los datos reportados al 31 de marzo de 2023 no se ven afectados significativamente por los efectos de la pandemia de COVID-19.

36.6 Otras informaciones

(i) Enel Generación El Chocón S.A. – Central Dock Sud S.A.

Fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el MEM “FONINMEM”

El 7 de enero de 2020 y 10 febrero de 2020 se cumplieron 10 años de la entrada en Operación Comercial de la Central Térmica Manuel de Belgrano (TMB) y de la Central Térmica San Martín (TJSM), respectivamente, finalizando la vigencia de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica celebrados oportunamente entre los respectivos Fideicomisos y CAMMESA. Asimismo, en las fechas indicadas, finalizaron los respectivos Contratos de Fideicomiso y los Contratos para la Operación y Gestión del Mantenimiento (COyM) de ambas Centrales. TMB y TJSM, como Sociedades Gerenciadoras, junto con sus accionistas actuales (entre los cuales se encuentra la Sociedad como sociedad garante) deben llevar a cabo los actos societarios necesarios para permitir el ingreso del Estado Nacional al capital de ambas compañías. La participación que le corresponde al Estado Nacional es una cuestión controvertida, dado que el Estado reclama un mayor porcentaje de participación accionaria sobre ambas Termoeléctricas. A fin de asegurar la operación y mantenimiento de las Centrales, se ha logrado prorrogar la vigencia de los respectivos COyM firmándose los pasados 7 y 9 de enero de 2020, respectivamente, las prórrogas correspondientes.

Los días 4 y 8 de mayo de 2020 se llevaron a cabo las asambleas extraordinarias de TMB y de TSM, respectivamente, en las que se resolvió aumentar el capital social a los fines de que el Estado Nacional pueda suscribir el aumento y, de esta forma, pase a ser titular del 65,006% y del 68,826 % de las acciones de TMB y de TSM, respectivamente, dando así cumplimiento en tiempo y forma con la condición suspensiva establecida en los artículos 1.01 y 7.03 de los Contratos de Fideicomiso. Sin perjuicio de lo anterior, nuestras subsidiarias de generación y el resto de los accionistas que participaron de las asambleas, ratificaron la solicitud -de fecha 22 de abril de 2020- dirigida al Ministerio de Desarrollo Productivo por nuestras subsidiarias junto a otros accionistas de TMB y de TSM, para la implementación del esquema de concentración accionaria previsto en el “Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos, Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2008-2011”, y formularon reserva de las acciones de daños y perjuicios en el caso de no ser acogida dicha solicitud.

Durante el mes de noviembre de 2020, BICE en su calidad de fiduciario dio por cumplida la condición suspensiva referida en el párrafo anterior, por haber sido realizados válidamente los actos societarios para que se produzca el ingreso del Estado Nacional al capital de TMB y TSM. Como consecuencia de lo anterior, las participaciones del Grupo se redujeron desde un 25,6% a un 8,59% en el caso de Central Térmica Manuel Belgrano y de un 25,6% a un 7,7% en Central Térmica San Martín.

Finalmente, el 18 de marzo de 2021, la Secretaría de Energía comunicó a TMB y a TSM la suscripción, en representación del Estado Nacional, de las acciones resultantes del aumento de capital de ambas compañías. Consecuentemente, los Fideicomisos deberán transferir los activos fideicomitidos a TMB y TSM. Al 31 de marzo de 2023 no hay otras actualizaciones que mencionar al respecto.

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 marzo de 2023 las subsidiarias de generación en Argentina han cobrado 59 cuotas de las 120 pactadas.

El saldo pendiente por cobrar al 31 de marzo de 2023 asciende a MUS\$ 146.015 (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\$ 146.015 (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, 6.3 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”.

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 hará 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”.

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 137.680.970 (MUS\$ 658.789) al 31 de marzo 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 marzo 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 fue adoptada ayer con el objetivo de ejercer "control administrativo sobre las obras en los próximos meses". Las labores de operación continuarán a cargo de su Directorio y la propiedad de EDESUR seguirá en manos de sus accionistas.

En esta fecha, representantes de EDESUR y de su accionista mayoritario, Enel Argentina S.A., se reunieron con autoridades de Gobierno para conocer detalles sobre la actividad del mencionado interventor. El trabajo estará enfocado en preparar un plan de obras en distintos barrios con fondos del Estado para llevar a cabo en los próximos meses, generando beneficios a los clientes.

Se hace presente que, EDESUR es la distribuidora de Argentina que más ha invertido en los últimos años, aproximadamente 475 MUSD en los últimos 3 años.

Finalmente, EDESUR y su accionista mayoritario Enel Argentina S.A. han reiterado su espíritu de colaboración para con las autoridades de Gobierno, subrayando que, como ha sido hasta el día de hoy, el foco continuará puesto en el cliente durante todo este proceso.

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 marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022, respectivamente, era la siguiente:

Pais	al 31.03.2023	al 31.12.2022
Argentina	3.601	4.020
Brasil	7.400	7.399
Colombia	2.364	2.326
Costa Rica	35	35
Chile	38	44
Guatemala	91	92
Panamá	93	96
Perú (*)	1.089	1.060
Total	14.711	15.072
Promedio	14.793	16.208

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.).

- La compañía fue multada 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 MBRL12.053 (MUS\$2.377).
- La compañía recibió en agosto de 2022, multa por no registrar notas fiscales. El monto involucrado es de MBRL35.720 (MUS\$7.045).

2. Enel Distribución Ceará S.A. (ex Companhia Energetica do Ceará).

- La autoridad fiscal de la hacienda estatal del Ceará, multó 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 MBRL1.572 (MUS\$310).
- El 21 de enero de 2018, la autoridad fiscal de la hacienda estatal del Ceará, sancionó por supuesto incumplimiento de norma fiscal normas (obligaciones de emisión y registro de facturas de tránsito). Se aguarda fallo. El monto involucrado en la sanción es de MBRL1.162 (MUS\$ 229).

3. Enel Distribución Sao Paulo S.A. (ex Eletropaulo).

- Se ha multado 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. El monto total involucrado en todos los casos es de MBRL 170.912 (MUS\$33.709).
- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel por no conformidades en los índices operacionales de calidad de suministro de energía a diciembre de 2022, con respecto al año 2021. En marzo de 2023, el monto involucrado en la sanción es de MBRL 53.701(MUS\$ 10.171).

En relación a las sanciones anteriormente descritas, el Grupo no ha constituido provisiones (ver Nota 25). Existen otras sanciones 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 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 periodos terminados al 31 de marzo de 2023 y 2022, son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	2023					2022 (Reexpresado)	
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolsos periodo anterior
Enel Colombia S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo Ley 99		En proceso	169	169	-	3.259	30/11/2026	3.428	10
	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	En proceso	10	-	10	-		10	4.016
	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	383	375	8	4.429	31/12/2027	4.812	5.711
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, comprometiéndose 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	13	13	-	158	31/12/2023	171	324
	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	Terminado	78	-	78	-		78	13
Total				653	557	96	7.846	-	8.499	10.074

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	2022 (Reexpresado)					
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
Enel Colombia S.A. E.S.P.	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	En proceso	10	-	10	-	-	10
	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo Ley 99		En proceso	38	38	-	3.978	31/12/2023	4.016
	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	322	322	-	5.389	31/12/2027	5.711
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, comprometiéndose 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	7	7	-	317	31/12/2023	324
	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	En proceso	13	-	13	-	31/12/2022	13
Total				390	367	23	9.684	-	10.074

40. Información financiera resumida de subsidiarias

A continuación, se resume la información financiera de nuestras principales subsidiarias al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

al 31.03.2023

	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	Genancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total
Enel Argentina S.A.	Individual	14.786	357.713	372.499	14.653	-	357.846	372.499	-	(37)	(37)	(1.152)	(1.170)	34.565	32.006	(3.419)	28.587	(46.300)	(17.713)
Enel Generación Costanera S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	17.062	(655)	16.407	9.590	3.827	2.867	6.694	(7.004)	(310)	(24.761)	(25.071)
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	86.455	157.039	243.494	23.515	50.113	169.866	243.494	10.471	(788)	9.683	(3.194)	(7.803)	(1.421)	(9.223)	3.639	(5.584)	(30.482)	(36.066)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	338.674	2.264.164	2.602.838	997.885	536.009	1.068.944	2.602.838	229.288	(210.711)	18.577	(51.587)	(77.111)	78.405	1.294	67.630	68.924	(149.665)	(80.741)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	12.415	1.046	13.461	13.279	-	182	13.461	84	(41)	43	(148)	(211)	(358)	(556)	-	(556)	(107)	(663)
Dock Sud S.A.	Individual	102.412	215.725	318.137	21.341	32.015	264.781	318.137	14.182	(539)	13.643	10.970	5.911	(21.730)	(15.819)	(6.845)	(22.664)	(42.472)	(65.136)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	134.879	636.970	771.849	38.321	50.113	683.415	771.849	27.533	(1.646)	25.887	5.077	450	29.254	61.965	(7.645)	54.320	(96.324)	(42.004)
Grupo Enel Green Power Brasil	Consolidado	371.693	4.797.697	5.169.390	1.071.549	658.810	3.439.031	5.169.390	143.320	(32.907)	110.413	89.396	60.430	(3.579)	56.851	(11.049)	45.802	329.907	375.709
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	67.394	112.262	179.656	65.855	15.068	98.733	179.656	37.438	(20.283)	17.155	14.150	11.257	(186)	11.070	(3.801)	7.269	3.587	10.856
EGP Volta Grande	Individual	32.736	313.552	346.288	39.758	144.726	161.804	346.288	20.530	(2.626)	17.904	16.808	16.871	(4.233)	12.637	(4.305)	8.332	6.282	14.614
Enel Cien S.A.	Individual	196.002	65.571	261.573	29.231	351	231.991	261.573	16.348	(2)	16.346	13.915	13.446	795	117.138	(39.846)	77.292	7.915	85.207
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	794.332	1.793.613	2.587.945	832.285	931.238	824.422	2.587.945	432.170	(290.832)	141.338	93.788	59.446	(36.623)	22.776	(7.577)	15.199	30.432	45.631
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	886.146	2.747.885	3.634.031	1.269.137	1.321.402	1.043.492	3.634.031	408.459	(260.917)	147.542	103.654	57.022	(55.268)	1.772	(3.031)	(1.259)	38.204	36.945
Enel X Brasil S.A.	Individual	39.329	86.615	125.944	46.943	1.136	77.865	125.944	5.951	(1.575)	4.376	(1.003)	(1.431)	421	(1.010)	349	(661)	3.101	2.440
Enel Distribuição Sao Paulo S.A.	Individual	1.984.542	5.245.267	7.229.809	1.989.121	3.945.708	1.294.980	7.229.809	949.421	(579.526)	369.895	295.448	212.885	(67.960)	144.925	(41.165)	103.760	47.845	151.605
Grupo Enel Brasil	Consolidado	5.703.404	16.131.459	21.834.863	5.320.158	7.493.184	9.021.521	21.834.863	2.068.503	(1.225.791)	842.712	622.612	424.780	(162.275)	365.260	(120.639)	244.621	339.936	584.557
Enel Colombia S.A. E.S.P.	Individual	884.387	4.670.588	5.554.975	1.621.375	1.474.125	2.459.475	5.554.975	737.988	(358.144)	379.844	332.122	286.407	(36.643)	251.551	(90.538)	161.013	151.165	312.178
Enel Green Power Costa Rica S.A.	Individual	42.533	109.209	151.742	4.081	577	147.084	151.742	854	-	854	(51)	(112)	86	(23)	(45)	(68)	-	(68)
PH Chucas S.A.	Individual	6.993	156.544	163.537	84.627	42.000	36.910	163.537	2.341	-	2.341	1.197	(184)	(1.402)	(1.587)	-	(1.587)	-	(1.587)
Enel Green Power Guatemala S.A.	Individual	6.875	3.909	10.584	9.397	1.514	(327)	10.584	10.659	(9.637)	1.022	(591)	(760)	(20)	(782)	(39)	(821)	-	(821)
Generadora de Occidente Ltda.	Individual	17.738	35.378	53.116	1.358	2.997	48.761	53.116	2.871	(345)	2.526	1.783	1.466	(53)	1.413	(203)	1.210	-	1.210
Generadora Montecristo S.A.	Individual	86.375	20.583	106.958	72.807	9.207	24.944	106.958	561	2	563	359	166	462	629	(46)	583	-	583
Renovables de Guatemala S.A.	Individual	71.259	317.660	388.919	3.220	-	385.699	388.919	8.106	(1.327)	6.779	5.022	2.820	7	2.828	(619)	2.209	-	2.209
Transmisora de Energía Renovable S.A.	Individual	12.240	20.853	33.093	666	-	32.427	33.093	850	(21)	829	158	(29)	3	(26)	(64)	(90)	-	(90)
Enel Green Power Panama S.A.	Individual	160.074	216.805	376.879	106.471	28.588	241.820	376.879	1.245	-	1.245	107	(26)	253	26.611	(2.677)	23.934	-	23.934
Enel Solar S.R.L.	Individual	6.014	64.285	70.299	50.420	2.291	17.588	70.299	3.548	(231)	3.317	2.900	1.948	(770)	1.178	(229)	949	-	949
Enel Fortuna S.A.	Individual	127.821	487.050	614.871	88.688	105.894	420.289	614.871	41.225	(9.685)	31.540	27.994	22.976	(946)	22.031	(6.837)	15.194	-	15.194
Grupo Enel Colombia	Consolidado	1.243.000	5.370.301	6.613.301	1.896.619	1.674.148	3.042.534	6.613.301	799.920	(371.125)	428.795	365.986	308.411	(42.255)	266.223	(99.063)	167.160	128.805	295.965
Enel Perú S.A.C.	Individual	93.126	1.014.827	1.107.953	117.257	-	990.696	1.107.953	-	-	-	(3)	(3)	292	52.909	-	52.909	13.423	66.332
Enel Generación Perú S.A.	Individual	219.951	860.868	1.080.819	331.582	207.928	541.309	1.080.819	141.321	(52.123)	89.198	72.467	63.631	(1.609)	68.846	(21.163)	47.683	10.140	57.823
Chinango S.A.C.	Individual	28.890	131.418	160.108	20.053	32.831	107.224	160.108	18.240	(1.261)	16.979	15.638	14.751	83	14.834	(4.378)	10.456	1.651	12.107
Enel Generación Plura S.A.	Individual	38.196	151.677	189.873	61.535	55.052	73.286	189.873	22.645	(6.894)	15.761	13.027	10.670	212	10.883	(3.396)	7.487	978	8.465
Enel Distribución Perú S.A.	Individual	225.114	1.489.458	1.714.572	418.085	449.005	847.482	1.714.572	287.452	(186.906)	100.546	82.640	63.881	(4.626)	59.255	(18.751)	40.504	11.916	52.420
Grupo Enel Perú	Consolidado	3.042.654	7.759	3.050.413	1.590.772	-	1.459.641	3.050.413	-	-	-	(3)	(3)	202	159	-	100.394	23.117	123.511
Enel Green Power Peru S.A.	Individual	149.435	570.373	719.808	89.223	315.040	315.545	719.808	9.788	(988)	8.800	5.686	2.775	(1.601)	1.174	(27.949)	(26.775)	(1.177)	(27.952)

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 Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Generancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total
Enel Argentina S.A.	Individual	65.486	339.910	405.396	215	-	405.181	405.396	-	(57)	(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	361.262	2.194.717	2.555.979	959.395	615.348	981.236	2.555.979	1.079.041	(663.342)	415.699	130.687	16.554	309.096	325.655	(131.230)	194.425	(297.697)	(103.272)
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)	-	(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	117.966	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	(141.139)	502.147	416.796	294.503	16.743	311.585	(54.503)	257.082	352.955	210.000
Enel Generación Fortaleza S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	183.313	(92.229)	91.084	86.465	78.626	5.204	83.836	(28.663)	55.172	5.598	60.770
EGP Cachoeira 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	(11.613)	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	52.464	52.348	(12.545)	39.803	(13.429)	26.374	6.563	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	53.393	(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 Río 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)	26.091	7.990
Enel Distribución Goiás S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	1.755.678	(1.352.592)	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	(5.730)	15.890	(307)	(796)	1.539	749	(286)	463	1.819	2.282
Enel Distribuição 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	122.107
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)	(3.646)	(9.073)	3.242	(5.831)	(18.325)	(24.156)
Enel Green Power Costa Rica S.A.	Individual	43.402	109.226	152.628	4.832	643	147.153	152.628	3.709	-	3.709	361	(454)	1.383	936	(423)	513	-	513
PH Cruces 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 Green Power Guatemala S.A.	Individual	11.132	3.666	14.798	12.719	1.585	494	14.798	57.963	(47.676)	10.287	2.473	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	24.362	100.947	7.709	(155)	7.554	6.100	5.373	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.A.	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 Solar 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 Perú S.A.C.	Individual	39.895	1.000.873	1.040.768	70.712	-	970.056	1.040.768	-	-	-	(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 Plura 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	(51.001)	339.984	57.397	397.381
Enel Green Power Perú 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

41. Hechos posteriores

Enel Américas S.A

- El 7 de abril de 2023, la filial de Enel Américas, Enel Perú S.A.C. ("Enel Perú"), celebró un contrato en idioma inglés denominado "Share Purchase Agreement", en virtud del cual acordó vender a China Southern Power Grid International (HK) Co., Ltd., 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").

La ejecución de la Compraventa y la consiguiente transferencia de las acciones de propiedad de Enel Perú emitidas por Enel Distribución Perú S.A.A. y por Enel X Perú S.A.C. ha quedado 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) sobreviniente de acuerdo con la legislación peruana.

El precio total de la Compraventa asciende a la cantidad de aproximadamente 2.900 MMUSD, equivalentes a un valor total de empresa de 4.000 MMUSD, aproximadamente. Adicionalmente, el precio 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.

Ciertas obligaciones de pago contraídas por la filial Enel Perú con motivo del contrato "Share Purchase Agreement" quedarán garantizadas por un parent company guarantee otorgado por Enel Américas, que contempla montos máximos y tiempos de vigencia escalonados para cada grupo de obligaciones, ninguna de las cuales excederá el plazo de 5 años contado desde la verificación de las condiciones a las cuales se halla sometida la Compraventa.

Se estima que la ejecución de la Compraventa tendrá un efecto en los resultados netos consolidados de Enel Américas de aproximadamente USD 1.650 millones.

La Compraventa está en línea con los objetivos del Plan Estratégico de Enel Américas 2023-2025. (Ver nota 6.1)

- 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 Docksud. Producto de esta operación, se generó una pérdida de US\$ 193 millones, la cual corresponde principalmente a las diferencias de conversión generadas en el proceso de consolidación de Central Docksud en Enel Américas, acumuladas en otros resultados integrales hasta la fecha de enajenación, y será registrada íntegramente durante el segundo trimestre del presente. (Ver nota 6.3).

Entre el 1 de abril de 2023 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 31.03.2023			al 31.12.2022		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Central Dock Sud S.A.	Argentina	Peso argentino	-	72,01%	72,01%	-	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	Districlec 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.	Argentina	Peso argentino	-	75,68%	75,68%	-	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.	Argentina	Peso argentino	57,14%	-	57,14%	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.	Argentina	Peso argentino	99,24%	0,76%	100,00%	99,24%	0,76%	100,00%
76.802.942-3	Energía y Servicios South America S.P.A.	Chile	Dólar Estadounidense	100,00%	-	100,00%	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.	Colombia	Peso colombiano	-	99,99%	99,99%	-	99,99%	99,99%
Extranjero	Colombia ZE S.A.S. (2)	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Bogotá ZE S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Fontibon ZE S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	USME ZE S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	EGP fotovoltaica La Loma S.A.S en liquidacion	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	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.	Perú	Sol peruano	-	83,60%	83,60%	-	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 Peru S.A. (USD)	Perú	Dólar Estadounidense	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A.	Perú	Sol peruano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Empresa De Generacion Electrica Marcona S.A.C.	Perú	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Energetica 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 Green Power Guatemala, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Solar Tole, 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.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Tecnoguat, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	75,00%	75,00%	-	75,00%	75,00%
Extranjero	Enel Green Power Panamá, 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 Solar, S.R.L.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Eolica 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%	-	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 Green Power Costa Rica S.A.	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Energía Global Operaciones S.A.	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	PH Chucás 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.
- (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 Chucás S.A., Ph Don Pedro S.A. y PH Volcán S.A. de 57,06%, 57,04% y 56,85%, respectivamente.

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.03.2023			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%
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 Brasil Central S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
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 (5)	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 Sao 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 Eolico 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%

(5) Ver nota 2.4.1.

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.03.2023			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%

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										
el 31.03.2020										
ACTIVOS	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total	
Activo Corriente										
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	956	158.587	161	309.249	569	8.532	1.897.977	-		2.376.031
Otros activos financieros corrientes	135	666	-	12.889	-	36.847	85.953	-		136.290
Otros activos no financieros corrientes	4.601	9.032	-	22.109	29.404	15.308	655.956	56		726.460
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.367	55.401	-	373.860	3	316.737	2.583.085	-		3.330.453
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	627	3.632	4.447	1.040	-	4	1.257	-		11.227
Inventarios corrientes	-	7.594	-	107.435	-	-	48.402	370.541	-	633.972
Activos por impuestos corrientes	9.503	1.714	-	1.288	164	5.560	95.899	-		114.098
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	53.000	-	-	210.757	3.012.008	-	694.868	-		4.170.633
Total Activo Corriente	70.156	236.646	4.608	1.038.625	3.042.148	481.190	6.665.006	56		11.409.168
Activo No Corriente										
Otros activos financieros no corrientes	-	150.785	-	10.225	-	18.179	4.328.690	-		4.505.879
Otros activos no financieros no corrientes	3.171	21.024	-	34.263	-	242	213.517	-		2,193,837
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	94	116.526	-	11.409	-	185	270.220	-		386,434
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	3.564	24	2.273	63	-		6,798
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	196.285	-	167.415	1.777	104.643	3,278,287	-		3,746,387
Plusvalía	-	28.218	-	9.300	188.859	45.269	1,237,019	-		1,469,553
Propiedades, Planta y Equipo	-	829.219	-	3,853,890	9,958	21,806,943	4,715,797	-		11,656,628
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	7,644	-		7,644
Activos por derecho de uso	-	12,443	-	47,446	-	29	116,861	-		176,779
Activos por impuestos diferidos	34,778	7,264	-	1,559	-	27,493	765,858	-		838,690
Total Activo No Corriente	38,041	1,361,782	-	4,137,641	194,618	2,576,040	10,833,630	-		24,944,632
Total Activos	108,220	1,598,608	4,608	5,176,266	3,236,766	2,576,040	28,419,036	56		36,353,800
Miles de dólares estadounidenses - MUSS										
el 31.12.2019										
ACTIVOS	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	-	33.089	112	52.539	125.624	-		216,301
Otros activos no financieros corrientes	4,688	84,040	-	12,141	51,368	14,369	650,549	44		727,267
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1,340	103,384	-	336,435	201,476	322,331	3,499,866	-		4,434,832
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	611	8,681	4,225	907	379	39	1,109	-		16,061
Inventarios corrientes	-	8,750	-	89,346	51,932	28,936	398,443	-		547,447
Activos por impuestos corrientes	9,502	2,195	-	1,529	1,464	2,184	105,524	-		122,078
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	159,449	-	354,818	65,074	-		679,141
Total Activo Corriente	16,837	362,826	4,204	788,773	378,242	782,320	6,440,480	44		7,783,630
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	-		2,316,593
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	100	115,972	-	11,985	-	8,021	343,549	-		479,827
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	-		6,438
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	210,799	-	163,488	86,974	100,653	3,061,806	-		3,622,120
Plusvalía	-	31,022	-	55,455	250,900	6,744	1,168,724	-		1,612,845
Propiedades, Planta y Equipo	-	1,365,266	-	3,634,327	2,178,957	2,130,691	4,374,159	-		13,662,190
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	7,341	-		7,341
Activos por derecho de uso	-	13,183	-	46,661	168,814	34	119,247	-		346,839
Activos por impuestos diferidos	-	50,789	-	19	1,258	195	-	-		864,223
Total Activo No Corriente	3,655	1,969,810	3,677	3,961,467	2,794,479	2,299,950	10,047,068	-		27,003,617
Total Activos	20,922	2,312,438	7,971	4,760,280	3,142,815	3,082,155	21,467,872	44		34,773,647

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

PASIVOS	al 31.03.2023									
	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	-	-	466.784	11.347	199.301	-	-	478.385	1.780	1.157.597
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	1.518	-	4.834	9	25	16.175	-	22.561
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	7	8.242	67.523	294	877.601	742	869.212	2.812.146	25	4.635.792
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	87.502	805.166	303.423	12.558	-	9.261	291.788	-	1.509.698
Otras provisiones corrientes	-	-	16	-	37.862	-	36.851	84.200	-	158.929
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	7.721	-	53.241	-	59.114	26.659	-	146.735
Otros pasivos no financieros corrientes	-	6.204	15.271	-	25.399	70	23.795	160.531	4	231.274
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	158.096	1.930.271	-	-	-	2.088.367
Total Pasivo Corriente	7	101.948	1.363.999	315.064	1.368.892	1.931.092	998.258	3.869.884	1.809	9.950.953
Pasivo No Corriente										
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	1.640.783	61.746	1.197.331	-	-	1.847.152	-	4.747.012
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	12.030	-	42.601	-	-	105.989	-	160.620
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	65.623	-	2.798	-	9.949	1.820.776	-	1.899.146
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	6.945	581.607	-	-	-	-	70.509	-	659.061
Otras provisiones no corrientes	-	-	6.409	-	76.969	-	8.820	532.777	-	624.975
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	42.232	-	54.824	-	515.921	76.266	-	689.243
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	1.579	348	-	95.075	-	14.194	1.312.884	-	1.424.080
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	20.581	-	-	-	14.187	12.164	-	46.932
Total Pasivo No Corriente	-	8.524	2.369.613	61.746	1.469.598	-	563.071	5.778.517	-	10.251.069
Total Pasivo	7	110.472	3.733.612	376.810	2.838.490	1.931.092	1.561.329	9.648.401	1.809	20.202.022

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	20.888	-	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	-	176.686
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 31.03.2023					
	Cartera al día	Morosidad 1-90 días	Morosidad 91-180 días	Morosidad superior a181 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar bruto	2.347.348	402.186	122.339	1.095.876	3.967.749	244.007
Provisión de deterioro	(68.014)	(33.040)	(42.822)	(784.801)	(928.677)	(5.375)
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	1.645	-	-	-	1.645	26.386
Provisión de deterioro	(28)	-	-	-	(28)	(534)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	290.539	-	-	-	290.539	158.298
Provisión de deterioro	(775)	-	-	-	(775)	(24.348)
Total	2.570.715	369.146	79.517	311.075	3.330.453	398.434

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2022					
	Cartera al día	Morosidad 1-90 días	Morosidad 91-180 días	Morosidad superior a181 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar bruto	2.262.354	371.301	123.705	1.099.536	3.856.896	497.193
Provisión de deterioro	(65.157)	(29.557)	(40.079)	(757.332)	(892.125)	(32.338)
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	1.526	-	-	-	1.526	13.742
Provisión de deterioro	(27)	-	-	-	(27)	(365)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	1.468.617	-	-	-	1.468.617	273.419
Provisión de deterioro	(55)	-	-	-	(55)	(26.800)
Total	3.667.258	341.744	83.626	342.204	4.434.832	724.851

- Por tipo de cartera:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.03.2023					
	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	8.189.841	2.488.135	5.382.934	103.220	13.572.775	2.591.355
Entre 1 y 30 días	8.898.532	223.286	288.594	10.328	9.187.126	233.614
Entre 31 y 60 días	3.460.277	90.022	262.826	11.393	3.723.103	101.415
Entre 61 y 90 días	1.823.576	58.445	182.390	8.712	2.005.966	67.157
Entre 91 y 120 días	1.558.631	37.453	158.995	7.237	1.717.626	44.690
Entre 121 y 150 días	1.414.803	30.765	176.926	8.725	1.591.729	39.490
Entre 151 y 180 días	1.354.331	29.382	170.074	8.777	1.524.405	38.159
Entre 181 y 210 días	1.229.955	26.844	167.140	8.755	1.397.095	35.599
Entre 211 y 250 días	1.259.083	25.116	165.162	7.618	1.424.245	32.734
Superior a 251 días	15.231.615	908.589	1.688.109	118.954	16.919.724	1.027.543
Total	44.420.644	3.918.037	8.643.150	293.719	53.063.794	4.211.756

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	426.597	57.485	319.250	78.176
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	1.013	51.875	13.754	58.223
Total	427.610	109.360	333.004	136.399

(*) La cobranza judicial se encuentra incluida en la cartera morosa.

c) Provisiones y castigos.

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Provisiones y Castigos	al 31.03.2023	al 31.12.2022
Provisión cartera no repactada	46.416	157.228
Provisión cartera repactada	15.243	39.379
Castigos del período	-	-
Recuperos del período	(4.812)	(1.054)
Total	56.847	195.553

d) Número y monto de operaciones.

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Número y monto operaciones	al 31.03.2023		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	945.534	880.092	831.208	2.794.465
Monto de las operaciones	53.469	56.847	31.631	195.553

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\$

	al 31.03.2023													
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 Generación y transmisión	320.669	4.274	3.221	969	874	885	759	620	421	74	14.413	347.179	8.511	
Grandes Clientes	89.521	84	1	12	-	-	-	-	-	-	-	89.618	-	
Cientes Institucionales	30.088	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30.104	-	
Otros	201.060	4.174	3.220	957	874	885	759	620	421	74	14.413	227.457	8.511	
Provisión Deterioro	(3.399)	(327)	(136)	(53)	(86)	(51)	(44)	(69)	(178)	(31)	(4.194)	(8.568)	-	
Servicios no facturados	245.618	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	245.619	8.511	
Servicios facturados	75.051	4.273	3.221	969	874	885	759	620	421	74	14.413	101.560	-	
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	2.026.679	229.340	98.194	66.188	43.816	38.605	37.400	34.979	32.313	135.851	877.205	3.620.570	235.496	
Cientes Masivos	1.358.885	171.026	70.090	38.344	32.817	28.933	27.656	25.467	24.496	103.173	659.745	2.540.632	103.360	
Grandes Clientes	453.501	44.254	16.584	11.089	7.385	7.025	6.492	6.807	4.981	19.818	149.364	727.300	123.096	
Cientes Institucionales	214.293	14.060	11.520	16.755	3.614	2.647	3.252	2.705	2.836	12.860	68.096	352.638	9.040	
Provisión Deterioro	(64.615)	(7.565)	(13.617)	(11.342)	(13.094)	(15.466)	(14.081)	(28.464)	(23.749)	(65.974)	(662.142)	(920.109)	(5.375)	
Servicios no facturados	710.799	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	710.799	15	
Servicios facturados	1.315.880	229.340	98.194	66.188	43.816	38.605	37.400	34.979	32.313	135.851	877.205	2.909.771	235.481	
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	2.347.348	233.614	101.415	67.157	44.690	39.490	38.159	35.599	32.734	135.925	891.618	3.967.749	244.007	
Total Provisión Deterioro	(68.014)	(7.892)	(13.753)	(11.395)	(13.180)	(15.517)	(14.125)	(28.533)	(23.927)	(66.005)	(666.336)	(928.677)	(5.375)	
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	2.279.334	225.722	87.662	55.762	31.510	23.973	24.034	7.066	8.807	69.920	225.282	3.039.072	238.632	

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 - MUS\$

Cuentas Comerciales por Cobrar	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	Morosidad superior a 365 días		
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	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 31.03.2023										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		
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN												
Cartera no repactada	89.521	84	1	12	-	-	-	-	-	-	250.921	-
Grandes Clientes	30.088	16	-	-	-	-	-	-	-	-	30.104	-
Clientes Institucionales	195.325	4.168	3.190	951	868	881	756	616	3	14.059	220.817	8.511
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cartera repactada	5.735	6	30	6	6	4	3	4	418	428	-	-
Grandes Clientes	5.735	6	30	6	6	4	3	4	418	428	6.640	-
Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	1.970.015	219.018	86.831	57.482	36.585	29.884	28.626	26.228	25.113	894.530	3.374.312	194.675
Cartera no repactada	1.317.952	163.107	60.364	31.142	26.651	21.874	20.003	18.365	17.947	659.645	2.337.050	69.747
Grandes Clientes	439.042	41.944	15.100	10.201	6.412	5.987	5.617	5.393	4.410	154.509	688.615	119.621
Clientes Institucionales	213.021	13.967	11.367	16.139	3.522	2.023	3.006	2.470	2.756	80.376	348.647	5.307
Cartera repactada	56.664	10.322	11.363	8.706	7.231	8.721	8.774	8.751	7.200	118.526	246.258	40.821
Cartera repactada	40.932	7.918	9.726	7.203	6.167	7.061	7.654	7.101	6.548	103.270	203.580	30.597
Grandes Clientes	14.460	2.310	1.484	887	972	1.037	874	1.414	571	14.674	38.683	6.492
Clientes Institucionales	1.272	94	153	616	92	623	246	236	81	582	3.995	3.732
Total cartera bruta	2.121.935	229.430	98.225	66.206	43.822	38.609	37.403	34.983	32.731	1.013.484	3.871.491	235.496

Miles de dólares estadounidenses - MU\$

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	176.898
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				Centroamérica				Total			
	al 31.03.2023		al 31.12.2022		al 31.03.2023		al 31.12.2022		al 31.03.2023		al 31.12.2022		al 31.03.2023		al 31.12.2022		al 31.03.2023		al 31.12.2022		al 31.03.2023		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	Energía y Potencia	Peajes
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	193.001	10.471	140.074	9.536	-	-	76.483	12.488	97.876	-	102.807	-	631.991	6.961	639.992	5.560	1.257	-	18.456	-	924.125	17.432	977.812	27.584
Total Activo Estimado	193.001	10.471	140.074	9.536	-	-	76.483	12.488	97.876	-	102.807	-	631.991	6.961	639.992	5.560	1.257	-	18.456	-	924.125	17.432	977.812	27.584
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	100.087	16.145	91.158	13.498	-	-	37.431	9.994	69.461	-	59.414	-	331.718	66.676	412.966	51.538	-	-	-	-	501.266	82.821	600.969	75.030
Total Pasivo Estimado	100.087	16.145	91.158	13.498	-	-	37.431	9.994	69.461	-	59.414	-	331.718	66.676	412.966	51.538	-	-	-	-	501.266	82.821	600.969	75.030

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

País	Colombia				Perú				Argentina				Brasil				Centroamérica				Total			
	2023		2022		2023		2022		2023		2022		2023		2022		2023		2022		2023		2022	
	Energía y Potencia	Peajes																						
Ventas de Energía	198.623	10.246	265.871	23.331	-	-	-	-	97.860	-	87.831	-	617.656	6.961	702.052	4.874	1.257	-	23.159	-	915.396	17.207	1.078.913	28.205
Compras de Energía	97.943	15.799	6.111	22.298	-	-	-	-	69.458	-	39.899	-	331.418	66.919	428.680	63.762	-	-	816	-	498.819	82.718	475.506	86.060

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 31.03.2023				al 31.12.2022			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	172.898	342.157	637.650	1.152.705	121.175	619.492	655.512	1.396.179
Entre 31 y 60 días	56.612	1.023.193	97.915	1.177.720	40.223	578.561	74.725	693.509
Entre 61 y 90 días	37.327	27.675	8.558	73.560	24.534	14.797	4.702	44.033
Entre 91 y 120 días	63.990	32.468	71.268	167.726	41.988	22.555	8.050	72.593
Entre 121 y 365 días	42.660	121.175	39.374	203.209	27.992	24.049	29.122	81.163
Más de 365 días	-	21.279	-	21.279	4.830	23.391	4.688	32.909
Total	373.487	1.567.947	854.765	2.796.199	260.742	1.282.845	776.799	2.320.386

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Proveedores con plazos vencidos	al 31.03.2023				al 31.12.2022			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	3.729	53.312	2.373	59.414	2.715	43.370	2.800	48.885
Entre 31 y 60 días	-	-	159	159	-	-	24.196	24.196
Entre 61 y 90 días	-	-	132	132	-	-	20.047	20.047
Entre 91 y 120 días	-	-	167	167	-	-	25.371	25.371
Entre 121 y 365 días	-	-	310	310	-	-	47.219	47.219
Más de 365 días	-	-	3.025	3.025	-	-	460.704	460.704
Total	3.729	53.312	6.166	63.207	2.715	43.370	580.337	626.422

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Detalle de Proveedores	al 31.03.2023				al 31.12.2022			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Proveedores por compra de energía	4.070	114.763	800.527	919.360	10.779	170.518	1.317.258	1.498.555
Proveedores por compra de combustibles y gas	-	1.766	-	1.766	-	14.897	-	14.897
Compra de Activos	121.673	22.035	7.345	151.053	71.075	13.059	4.344	88.478
Cuentas por pagar bienes y servicios	251.473	1.482.695	53.059	1.787.227	181.603	1.127.741	35.534	1.344.878
Total	377.216	1.621.259	860.931	2.859.406	263.457	1.326.215	1.357.136	2.946.808