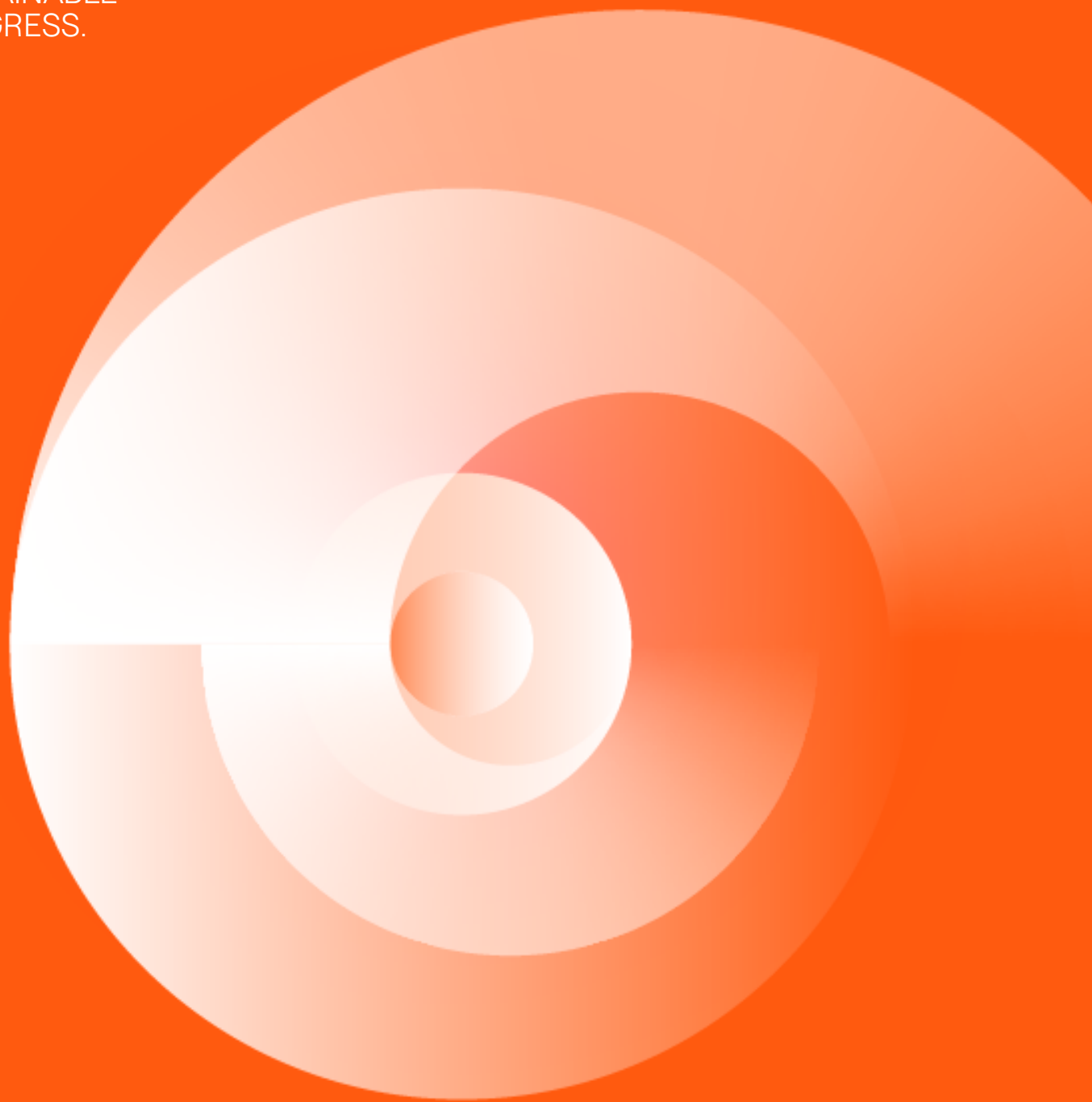


**OPEN
POWER
FOR A
BRIGHTER
FUTURE.**

WE EMPOWER
SUSTAINABLE
PROGRESS.



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

enel

Esta hoja esta intencionalmente sin contenido

CONTENIDO

I. INFORME DE REVISIÓN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

II. 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

III. 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



Informe de Revisión de los Auditores Independientes

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

Resultados de la revisión de los estados financieros consolidados intermedios

Hemos revisado los estados financieros consolidados intermedios adjuntos de Enel Américas S.A. y subsidiarias, que comprenden: el estado de situación financiera consolidado intermedio al 30 de junio de 2023; los estados de resultados integrales consolidados intermedios por naturaleza por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2023 y 2022; los estados consolidados de cambios en el patrimonio intermedios y de flujos de efectivo consolidados intermedios por los períodos de seis meses terminados en esas fechas, y; las correspondientes notas a los estados financieros consolidados intermedios (conjuntamente referidos como estados financieros consolidados intermedios).

Basados en nuestra revisión, no tenemos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera realizarse a los mencionados estados financieros consolidados intermedios, para que estén de acuerdo con NIC 34, "Información Financiera Intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera.

Base para los resultados de la revisión intermedia

Realizamos nuestra revisión de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile aplicables a revisiones de estados financieros consolidados intermedios. Una revisión de estados financieros consolidados intermedios consiste principalmente en aplicar procedimientos analíticos y efectuar indagaciones a las personas responsables de los asuntos contables y financieros. Una revisión de estados financieros consolidados intermedios es sustancialmente menor en alcance que una auditoría efectuada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile, cuyo objetivo es la expresión de una opinión sobre los estados financieros consolidados intermedios como un todo. Por lo tanto, no expresamos tal tipo de opinión. De acuerdo con los requerimientos éticos pertinentes para nuestra revisión se nos requiere ser independientes de Enel Américas S.A. y subsidiarias y cumplir con las demás responsabilidades éticas de acuerdo con tales requerimientos pertinentes. Consideramos que los resultados de los procedimientos de revisión nos proporcionan una base razonable para nuestra conclusión.

Responsabilidades de la Administración por los estados financieros consolidados intermedios

La Administración de Enel Américas S.A. y subsidiarias es responsable por la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados intermedios de acuerdo con NIC 34, "Información Financiera Intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para que la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados intermedios estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.



Informe sobre el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2022

Con fecha 27 de febrero de 2023, emitimos una opinión sin modificaciones sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021 de Enel Américas S.A. y subsidiarias, en los cuales se incluye el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2022, que se presenta en los estados financieros consolidados intermedios adjuntos, además de sus correspondientes notas.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Nolberto Pezzati', written over a faint, circular blue stamp or watermark.

Nolberto Pezzati

KPMG Ltda.

Santiago, 26 de julio de 2023

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios
al 30 de junio de 2023 (no auditado) y 31 de diciembre de 2022

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	Nota	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	2.109.517	1.121.693
Otros activos financieros corrientes	8	165.204	215.301
Otros activos no financieros corrientes	9	801.878	727.387
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	10	3.160.424	4.434.832
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	11	12.619	15.951
Inventarios corrientes	12	544.085	547.447
Activos por impuestos corrientes	13	95.068	122.078
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		6.888.795	7.184.689
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	6	4.053.207	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		4.053.207	579.141
Activos corrientes totales	<i>[Subtotal]</i>	10.942.002	7.763.830
Activos no corrientes			
Otros activos financieros no corrientes	8	4.807.169	4.169.809
Otros activos no financieros no corrientes	9	2.132.299	2.315.593
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	10	634.493	479.627
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	11	11	3.692
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	16.543	5.438
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	4.068.353	3.623.120
Plusvalía	16	1.372.552	1.512.845
Propiedades, planta y equipo	17	12.740.023	13.682.190
Propiedad de inversión		7.674	7.341
Activos por derecho de uso	18	182.312	345.939
Activos por impuestos diferidos	19	951.085	864.223
Activos no corrientes totales	<i>[Subtotal]</i>	26.912.514	27.009.817
TOTAL ACTIVOS		37.854.516	34.773.647

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios
al 30 de junio de 2023 (no auditado) y 31 de diciembre de 2022

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Pasivos corrientes			
Otros pasivos financieros corrientes	20	1.741.869	1.313.879
Pasivos por arrendamientos corrientes	21	23.476	34.905
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	24	4.136.097	4.305.679
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	11	1.212.243	1.351.875
Otras provisiones corrientes	25	175.185	180.410
Pasivos por impuestos corrientes	13	73.644	295.063
Otros pasivos no financieros corrientes	9	227.344	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		7.589.858	7.746.217
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	6	1.863.213	180.755
Pasivos no corrientes o grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		1.863.213	180.755
Pasivos corrientes totales	<i>[Subtotal]</i>	9.453.071	7.926.972
Pasivos no corrientes			
Otros pasivos financieros no corrientes	20	4.966.331	5.271.125
Pasivos por arrendamientos no corrientes	21	167.567	176.686
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	24	2.118.722	1.964.650
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	11	652.775	860.651
Otras provisiones no corrientes	25	665.722	639.533
Pasivo por impuestos diferidos	19	746.007	1.030.052
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	26	1.714.557	1.388.421
Otros pasivos no financieros no corrientes	9	236.325	68.439
Pasivos no corrientes totales	<i>[Subtotal]</i>	11.268.006	11.399.557
TOTAL PASIVOS		20.721.077	19.326.529
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	27.1.1	15.799.227	15.799.499
Ganancias acumuladas		6.024.825	5.715.317
Acciones propias en cartera		-	(272)
Otras reservas	27.5	(7.159.451)	(8.557.394)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	<i>[Subtotal]</i>	14.664.601	12.957.150
Participaciones no controladoras	27.6	2.468.838	2.489.968
PATRIMONIO TOTAL		17.133.439	15.447.118
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		37.854.516	34.773.647

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza

Por los periodos terminados al 30 de junio de 2023 y 2022 (no auditados)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

abril a junio

ESTADOS DE RESULTADOS	Nota	2022		2023	
		(Reexpresado) (1)			(Reexpresado) (1)
Ingresos de actividades ordinarias	28	5.759.963	5.973.710	2.957.104	2.987.476
Otros ingresos, por naturaleza	28	610.376	1.027.521	273.331	592.113
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	<i>[Subtotal]</i>	6.370.339	7.001.231	3.230.435	3.579.589
Materias primas y consumibles utilizados	29	(3.703.064)	(4.134.607)	(1.893.226)	(2.118.480)
Margen de Contribución	<i>[Subtotal]</i>	2.667.275	2.866.624	1.337.209	1.461.109
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		89.251	109.502	46.110	56.079
Gastos por beneficios a los empleados	30	(342.359)	(365.006)	(179.277)	(193.631)
Gasto por depreciación y amortización	31	(484.508)	(484.748)	(262.211)	(247.386)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	31	(5.891)	(95.634)	(5.891)	(95.634)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinadas de acuerdo con NIIF 9	31	(124.522)	(190.120)	(60.011)	(97.312)
Otros gastos por naturaleza	32	(514.673)	(575.084)	(249.327)	(293.065)
Resultado de Explotación	<i>[Subtotal]</i>	1.284.573	1.265.534	626.602	590.160
Otras ganancias (pérdidas)	33	(174.222)	3.093	(191.809)	2.604
Ingresos financieros	34	289.096	256.121	121.363	152.673
Costos financieros	34	(834.474)	(761.838)	(404.040)	(425.976)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	3.141	900	3.108	944
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	34	81.788	36.592	64.240	(42.346)
Resultado por unidades de reajuste	34	169.950	147.020	109.213	89.926
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	<i>[Subtotal]</i>	819.852	947.422	328.677	367.985
Gasto por impuestos a las ganancias	19	(360.821)	(325.187)	(206.619)	(136.148)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		459.031	622.235	122.058	231.837
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		197.669	181.216	124.371	98.887
GANANCIA (PÉRDIDA)	<i>[Subtotal]</i>	656.700	803.451	246.429	330.724
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		476.137	576.664	168.826	210.795
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	27.6	180.563	226.787	77.603	119.929
GANANCIA (PÉRDIDA)		656.700	803.451	246.429	330.724
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por acción básica de Operaciones Continuas	US\$ / acción	0,00293	0,00397	0,00059	0,00120
Ganancia (pérdidas) por acción básica en operaciones discontinuadas	US\$ / acción	0,00151	0,00141	0,00099	0,00076
Ganancia (pérdida) por acción básica	US\$ / acción	0,00444	0,00538	0,00157	0,00196
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	107.279.890	107.279.890	107.279.890	107.279.890
Ganancias por acción diluidas					
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de Operaciones Continuas	US\$ / acción	0,00293	0,00397	0,00059	0,00120
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	US\$ / acción	0,00151	0,00141	0,00099	0,00076
Ganancias (pérdida) diluida por acción	US\$ / acción	0,00444	0,00538	0,00157	0,00196
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	107.279.890	107.279.890	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 junio 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)

EDEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS
Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza (continuación)
Por los periodos terminados al 30 de junio de 2023 y 2022 (no auditados)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

abril a junio

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	2023		2022	
		2023	(Reexpresado) (1)	2023	(Reexpresado) (1)
Ganancia (Pérdida)		656.700	803.451	246.429	330.724
Remediación (pérdidas) del plan de beneficios definidos	26	(254.537)	(36.673)	(245.295)	(39.562)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	(254.537)	(36.673)	(245.295)	(39.562)
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	928.996	380.024	618.707	(1.514.401)
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		(9.790)	1.012	(5.977)	1.012
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		(1.912)	-	(1.912)	-
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(45.482)	(7.969)	(17.948)	23.832
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		(30.562)	(35.180)	(19.021)	7.196
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	841.250	337.887	573.849	(1.482.361)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	<i>[Subtotal]</i>	586.713	301.214	328.554	(1.521.923)
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		81.797	17.502	81.780	17.502
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	81.797	17.502	81.780	17.502
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		12.171	4.175	2.528	(7.775)
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		-	(522)	-	(522)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	12.171	3.653	2.528	(8.297)
Total Otro resultado integral		680.681	322.369	412.862	(1.512.718)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		1.337.381	1.125.820	659.291	(1.181.994)
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		1.094.603	924.428	522.464	(1.084.687)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		242.778	201.392	136.827	(97.307)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		1.337.381	1.125.820	659.291	(1.181.994)

(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 junio 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 30 de junio de 2023 y 2022 (no auditados)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado	Cambios en Otras Reservas											Participaciones no controladoras (4)	Total Patrimonio Neto	
	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
Saldo Inicial al 01.01.2022	15.799.499	(272)	(5.190.194)	426	-	(697)	-	(5.190.465)	(3.544.790)	(8.735.261)	5.768.691	12.832.657	2.197.436	15.030.093
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	576.664	576.664	226.787	803.451
Otro resultado integral	-	-	406.734	(56.327)	(25.509)	336	22.530	347.764	-	347.764	-	347.764	(25.395)	322.369
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	924.428	201.392	1.125.820
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(458.439)	(458.439)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	(71.478)	11.682	25.509	-	59.796	25.509	(223.569)	(198.060)	(25.509)	(223.569)	595.326	371.757
Total de cambios en patrimonio	-	-	335.256	(44.645)	-	336	82.326	373.273	(223.569)	149.704	551.155	700.859	338.279	1.039.138
Saldo final al 30.06.2022	15.799.499	(272)	(4.854.938)	(44.219)	-	(361)	82.326	(4.817.192)	(3.768.365)	(8.585.557)	6.319.846	13.533.516	2.536.715	16.069.231
Saldo Inicial al 01.01.2023	15.799.499	(272)	(4.991.278)	(62.048)	-	(1.366)	-	(5.054.692)	(3.502.702)	(8.585.394)	5.715.317	12.957.150	2.489.968	15.447.118
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	476.137	476.137	180.563	656.700
Otro resultado integral	-	-	829.859	(58.416)	(166.629)	(6.271)	19.923	618.466	-	618.466	-	618.466	62.215	680.681
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.094.603	242.778	1.337.381
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(324.321)	(324.321)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	184.643	(2.667)	166.629	-	98.864	447.469	332.008	779.477	(166.629)	612.848	60.413	673.261
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera	(272)	272	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	(272)	272	1.014.502	(61.083)	-	(6.271)	118.787	1.065.935	332.008	1.397.943	309.508	1.707.451	(21.130)	1.696.321
Saldo final al 30.06.2023	15.799.227	-	(3.976.776)	(123.131)	-	(7.637)	118.787	(3.988.757)	(3.170.694)	(7.189.451)	6.024.825	14.664.601	2.468.838	17.133.439

- (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 30 de junio 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	9.235.788	10.393.133
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	13.612	23.309
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	13.637	12.028
Otros cobros por actividades de operación	416.389	394.143
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(5.615.640)	(5.563.205)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(475.037)	(483.847)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas	(12.843)	(14.414)
Otros pagos por actividades de operación	7.d	(1.915.812)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)		
Impuestos a las ganancias pagados	(393.080)	(410.045)
Otras entradas (salidas) de efectivo	(106.591)	(73.877)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	1.160.423	1.609.900
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	65.080
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	371.139	374.976
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	(371.521)	(423.104)
Préstamos a entidades relacionadas	-	(787)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo	6.5	173.697
Compras de propiedades, planta y equipo	(1.065.466)	(797.297)
Importes procedentes de ventas de activos intangibles	672	-
Compras de activos intangibles	(477.820)	(642.657)
Compras de otros activos a largo plazo	(3.913)	(34.754)
Cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros	10.a)(1).iii	1.275.725
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	(22.597)	(27.369)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	5.486	20.513
Cobros a entidades relacionadas	-	44.825
Dividendos recibidos	299	742
Intereses recibidos	80.401	32.083
Otras entradas (salidas) de efectivo	(2.656)	12.153
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	28.526	(1.440.676)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		
Total importes procedentes de préstamos	7.f	1.395.771
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	650.322	680.884
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	745.449	719.752
Préstamos de entidades relacionadas	7.f	165.921
Reembolsos de préstamos	7.f	(925.963)
Pagos de pasivos por arrendamientos	7.f	(24.808)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	7.f	(434.940)
Dividendos pagados	(42.627)	(392.397)
Intereses pagados	7.f	(336.658)
Otras entradas (salidas) de efectivo	7.f	(21.007)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(224.311)	417.459
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	964.638	586.683
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	143.883	54.445
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	1.108.521	641.128
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	7	1.165.519
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	7.c	2.037.381

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados Intermedios

1.	Información general.....	12
2.	Bases de presentación de los estados financieros consolidados intermedios.....	13
2.1	Principios contables.....	13
2.2	Nuevos pronunciamientos y cambios contables.....	13
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.....	21
2.6	Acuerdos conjuntos.....	21
2.7	Principios de consolidación y combinaciones de negocio.....	22
2.8	Moneda Funcional.....	23
2.9	Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera.....	24
3.	Criterios contables aplicados.....	26
a)	Propiedades, planta y equipo.....	26
b)	Propiedad de inversión.....	28
c)	Plusvalía.....	29
d)	Activos intangibles distintos de la plusvalía.....	29
d.1)	Concesiones.....	29
d.2)	Gastos de investigación y desarrollo.....	30
d.3)	Costos incrementales de obtener un contrato.....	31
d.4)	Otros activos intangibles.....	31
e)	Deterioro del valor de los activos no financieros.....	31
f)	Arrendamientos.....	34
f.1)	Arrendatario.....	34
f.2)	Arrendador.....	35
g)	Instrumentos financieros.....	35
g.1)	Activos financieros no derivados.....	35
g.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	37
g.3)	Deterioro de valor de los activos financieros.....	37
g.4)	Pasivos financieros excepto derivados.....	38
g.5)	Derivados y operaciones de cobertura.....	39
g.6)	Baja de activos y pasivos financieros.....	40
g.7)	Compensación de activos y pasivos financieros.....	41
g.8)	Contratos de garantías financieras.....	41
h)	Medición del valor razonable.....	41
i)	Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	42
j)	Inventarios.....	43
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.....	43
l)	Acciones propias en cartera.....	44
m)	Provisiones.....	44
m.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.....	45
n)	Conversión de saldos en moneda extranjera.....	46
o)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	46
p)	Impuesto a las ganancias.....	46
q)	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	47
r)	Ganancia (pérdida) por acción.....	49
s)	Dividendos.....	49
t)	Gastos de emisión y colocación de acciones.....	50
u)	Estado de flujos de efectivo.....	50
4.	Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico.....	51
i.	Marco regulatorio:.....	51
ii.	Límites a la integración y concentración.....	73
iii.	Mercado de clientes no regulados.....	74
5.	Combinaciones de negocios bajo control común.....	75
6.	Activos no corrientes o grupos de activos mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas.....	78
6.1	Operación de venta de subsidiarias operativas en Perú.....	79
6.2	Operación de venta de Transmisora de Energía Renovable S.A.....	82
6.3	Operación de venta de Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE, Fontibón ZE.....	82
6.4	Operación de venta de Enel Generación Costanera e Inversora Dock Sud.....	83
6.5	Transferencia de activos vinculados a la concesión de transmisión en Enel CIEN.....	84
7.	Efectivo y equivalentes al efectivo.....	85
8.	Otros activos financieros.....	87
9.	Otros activos y pasivos no financieros.....	88
10.	Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar.....	90
11.	Saldos y transacciones con partes relacionadas.....	93
11.1	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	93
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	93

b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas	94
c)	Transacciones significativas y sus efectos en resultados.....	95
11.2	Directorio y personal clave de la gerencia	98
11.3	Retribución del personal clave de la gerencia	100
a)	Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia.....	100
b)	Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.....	101
11.4	Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción	101
11.5	Programa de Unidades de Acciones Restringidas.....	101
12.	Inventarios	102
13.	Activos y pasivos por impuestos.....	102
14.	Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	103
14.1	Inversiones contabilizadas por el método de participación	103
15.	Activos intangibles distintos de la plusvalía.....	105
16.	Plusvalía	108
17.	Propiedades, planta y equipo.....	111
18.	Activos por derecho de uso	114
19.	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.....	116
a)	Impuesto a las ganancias.....	116
b)	Impuestos diferidos	117
20.	Otros pasivos financieros	120
a)	Préstamos que devengan intereses	121
b)	Obligaciones con el Público No Garantizadas	126
c)	Obligaciones con el Público Garantizadas.....	129
d)	Deuda de cobertura	130
e)	Otros aspectos	130
f)	Flujos futuros de deuda no descontados	131
21.	Pasivos por arrendamientos.....	132
21.1	Individualización de Pasivos por Arrendamientos	133
21.2	Flujos futuros de deuda no descontados.....	135
22.	Política de gestión de riesgos.....	136
23.	Instrumentos financieros	140
23.1	Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.....	140
23.2	Instrumentos derivados.....	141
23.3	Jerarquías del valor razonable	143
24.	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes y no corrientes.....	144
25.	Provisiones	145
26.	Obligaciones por beneficios post empleo	146
26.1	Aspectos generales.....	146
26.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:	147
26.3	Otras revelaciones:	151
27.	Patrimonio.....	152
27.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	152
27.2	Reservas por diferencias de cambio por conversión	153
27.3	Gestión del capital	154
27.4	Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio).....	154
27.5	Otras Reservas.....	154
27.6	Participaciones no controladoras.....	156
28.	Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos	157
29.	Materias primas y consumibles utilizados	157
30.	Gastos por beneficios a los empleados.....	158
31.	Gasto por depreciación, amortización y pérdida por deterioro de propiedades planta y equipos y activos financieros de acuerdo a NIIF 9	158
32.	Otros gastos por naturaleza	159
33.	Otras ganancias (pérdidas).....	159
34.	Resultado financiero	160
35.	Información por segmento	162
35.1	Criterios de segmentación.....	162
35.2	Generación y Transmisión, Distribución y otros	165
35.3	Países	168
35.4	Generación y Transmisión, y Distribución por países	171
36.	Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros compromisos	177
36.1	Garantías directas	177
36.2	Garantías indirectas	178
36.3	Litigios y arbitrajes.....	179
36.4	Restricciones financieras	188
36.5	Contingencia por COVID-19	191
36.6	Otras informaciones.....	191
37.	Dotación.....	195
38.	Sanciones.....	196
39.	Medio ambiente	197
40.	Información financiera resumida de subsidiarias	198
41.	Hechos posteriores	200
Anexo N°1	Sociedades que componen el Grupo Enel Américas.....	201
Anexo N°2	Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera.....	206
Anexo N°3	Información adicional oficio circular N° 715 del 3 de febrero de 2012.....	209
Anexo N°3.1	Información complementaria de cuentas comerciales.....	212
Anexo N°3.2	Estimaciones de ventas y compras de energía, potencia y peaje.....	216
Anexo N°4	Detalle vencimiento proveedores.....	217

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERIODO TERMINADO AL 30 DE JUNIO DE 2023

(En miles de dólares – MUS\$)

1. Información general

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

Enel Américas S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile (en adelante “CMF”) con el N° 0175, y sus acciones registradas y cotizando en la Bolsa de Comercio de Santiago y en la Bolsa Electrónica de Chile.

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

Con fecha 2 de noviembre de 2022, Enel Américas ingresó a la SEC el Form 15F, con el objetivo de desregistrarse voluntariamente de la sección Section 12(g) de la U.S. Securities Exchange Act de 1934, y sus modificaciones (el “Exchange Act”), y terminar, entre otras, con sus obligaciones de divulgación bajo las Section 13(a) y Section 15(d) del Exchange Act. En consecuencia, una vez ingresado el Form 15F, se suspendió la obligación de la Compañía de divulgar la memoria anual en Form 20-F y hechos esenciales a través de Form 6-Ks. Finalmente, con fecha 31 de enero de 2023, habiendo transcurrido el plazo de 90 días contemplados en la normativa aplicable desde el envío del Form 15F, y habiéndose cumplido todos los requisitos para ello, se hizo efectivo el desregistro de Enel Américas ante SEC.

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

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

La dotación del Grupo alcanzó los 15.067 trabajadores al 30 de junio de 2023. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el primer semestre de 2023 fue de 14.809 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 30 de junio de 2023, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 26 de julio de 2023, han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enel Américas y sus subsidiarias al 30 de junio 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 seis y tres meses terminados al 30 de junio 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 con NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable.

2.2 Nuevos pronunciamientos y cambios contables

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

Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para 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
Enmiendas a NIC 12: <i>Impuesto Diferido relacionado con Activos y Pasivos que surgen de una Transacción Única</i>	1 de enero de 2023
Enmiendas a NIC 12: <i>Reforma Fiscal Internacional – Reglas del Modelo del Segundo Pilar</i>	1 de enero de 2023

> NIIF 17 “Contratos de Seguro”

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

que los emiten, así como a ciertas garantías e instrumentos financieros con determinadas características de participación discrecional.

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

En diciembre de 2021, el IASB modificó la NIIF 17 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 intermedios 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 intermedios 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 intermedios 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 intermedios del Grupo en la fecha de aplicación inicial.

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

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

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

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

Estas modificaciones se aplican:

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

La adopción de estas enmiendas no generó impactos en los estados financieros consolidados intermedios 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 intermedios, los siguientes pronunciamentos 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:
Enmiendas a NIIF 16: <i>Pasivo por arrendamiento en una venta con arrendamiento posterior</i>	1 de enero de 2024
Enmiendas a NIC 1: <i>Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes y Deuda de largo plazo con Covenants</i>	1 de enero de 2024
Enmiendas a NIC 7 y NIIF 7: <i>Acuerdos de Financiación de Proveedores</i>	1 de enero de 2024

Enmiendas a 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 estima que la adopción de estas enmiendas no generará impactos en los estados financieros consolidados intermedios del Grupo en la fecha de aplicación inicial.

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

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

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

Adicionalmente, el 31 de octubre de 2022, el IASB emitió nuevas enmiendas a la NIC 1, que tienen como objetivo mejorar la información que las empresas proporcionan sobre la deuda a largo plazo con convenants. Las

modificaciones también responden a los comentarios de las partes interesadas sobre la clasificación de la deuda como corriente o no corriente al aplicar los requisitos emitidos en 2020.

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

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

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

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

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

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

La Administración estima que la aplicación de estas enmiendas no generará impacto en las revelaciones a los estados financieros consolidados intermedios del Grupo en la fecha de aplicación inicial.

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 intermedios (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 intermedios, 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. Para más detalle ver Nota 6.4.
- iv. Con fecha 13 de abril de 2023, se concretaron las siguientes ventas de participaciones: (1) 57,14% mantenido por Enel Américas sobre Inversora Dock Sud S.A.; (2) 41,25% mantenido por Inversora Dock Sud sobre Central Dock Sud S.A.; y (3) 0,24% mantenido por Enel Argentina sobre Central Dock Sud S.A. Todas estas participaciones fueron adquiridas por la sociedad Argentina YPF Energía Eléctrica S.A. Para más detalle ver Nota 6.4.
- v. Con fecha 21 de abril de 2023, nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. vendió el 80% de la participación que mantenía sobre la sociedad Colombia ZE a la sociedad AMPCI EBUS Colombia Holdings SAS. Para más detalle ver Nota 6.3.
- vi. Con fecha 26 de mayo de 2023, se constituyeron las sociedades Usina Eólica Pedra Pintada E Ltda., Usina Eólica Pedra Pintada F Ltda. y Usina Eólica Pedra Pintada G Ltda., participadas en un 100% por nuestra subsidiaria Enel Brasil S.A. Todas estas compañías tienen por objeto el desarrollo de proyectos de energías renovables.
- vii. Con fecha 29 de mayo de 2023, se constituyó la sociedad Latamsolar Fotovoltaica Sahagun S.A.S. participada en un 100% por nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A.

2022

- viii. 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.
- ix. 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.

- x. 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.
- xi. El 23 de agosto de 2022, nuestra subsidiaria Enel Brasil enajenó el 100% de la participación que poseía sobre la compañía Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. (en adelante Enel Generación Fortaleza S.A., su nombre comercial).
- xii. 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.
- xiii. Durante el 2022, se constituyeron en Brasil las compañías Luz de Macapá Energía S.A, Luz de Caruaru Energía S.A. y Luz de Jaboatão Energía S.A., participadas en un 51% por nuestra subsidiaria Enel X Brasil S.A., para el desarrollo de proyectos de alumbrado público.
- xiv. 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.
- xv. 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 intermedios 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 30.06.2023			al 31.12.2022		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Yacylec S.A.	Argentina	Peso argentino	33,33%	-	33,33%	33,33%	-	33,33%
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A. (vii)	Argentina	Peso argentino	-	33,20%	33,20%	-	40,90%	40,90%
Extranjero	Enel X Way Brasil S.A. (i)	Brasil	Real brasileño	-	20,00%	20,00%	-	20,00%	20,00%
Extranjero	Crédito Fácil Codensa S.A. (ii)	Colombia	Peso colombiano	-	49,00%	49,00%	-	49,00%	49,00%
Extranjero	Operadora Distrital de Transporte S.A.S. (iv)	Colombia	Peso colombiano	-	20,00%	20,00%	-	-	-
Extranjero	Enel X Way Perú S.A. (iii)	Perú	Sol peruano	-	20,00%	20,00%	-	20,00%	20,00%
Extranjero	Enel X Way Colombia S.A.S. (v)	Colombia	Peso colombiano	-	40,00%	40,00%	-	-	-
Extranjero	Colombia ZE S.A.S. (vi)	Colombia	Peso colombiano	-	20,00%	20,00%	-	-	-
Extranjero	Bogotá ZE S.A.S. (vi)	Colombia	Peso colombiano	-	20,00%	20,00%	-	-	-
Extranjero	Usme ZE S.A.S. (vi)	Colombia	Peso colombiano	-	20,00%	20,00%	-	-	-
Extranjero	Fontibon ZE S.A.S. (vi)	Colombia	Peso colombiano	-	20,00%	20,00%	-	-	-

- (i) Con fecha 13 de mayo de 2022, se constituyó la sociedad AQWA View Servicios S.A., participada en un 20% por nuestra subsidiaria Enel Brasil S.A. Con fecha 1 de junio de 2022, la nueva sociedad cambió su razón social por Enel X Way Brasil S.A.
- (ii) Durante el primer semestre de 2022, nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. adquirió el 49% de participación en la compañía de financiamiento Crédito Fácil Codensa S.A.
- (iii) Con fecha 7 de julio de 2022, se constituyó la sociedad Enel X Way Perú S.A., participada en un 20% por nuestra subsidiaria Enel Perú S.A.
- (iv) En febrero de 2023, nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. adquirió el 20% de participación en la sociedad Operadora Distrital de Transporte S.A.S., que tiene como objeto principal la prestación de servicio público de transporte.
- (v) Con fecha 11 de abril de 2023, se constituyó la sociedad Enel X Way Colombia S.A.S. participada en un 40% por nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A.
- (vi) Las compañías Colombia ZE S.A.S., Bogotá ZE S.A.S, Fontibón ZE S.A.S y USME ZE S.A.S. pasaron a ser clasificadas como entidades asociadas en abril de 2023, producto de la operación de venta de participación llevada a cabo por Enel Colombia S.A. ESP. Para más detalle ver Nota 6.3.
- (vii) La disminución en la participación en Central Vuelta Obligado S.A. es producto de la venta de Enel Generación Costanera S.A. y Dock Sud S.A. (Ver nota 6.4).

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 intermedios 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 30.06.2023			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 intermedios la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones intra-Grupo.

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

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

La consolidación de las operaciones de la Sociedad Matriz y de las sociedades subsidiarias se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad subsidiaria son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NIIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la subsidiaria, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable de estos montos.

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

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, el Grupo informará los valores provisionales que ha considerado en el registro contable de la combinación de negocios. Durante el periodo de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos, como si la contabilización

de la combinación de negocios hubiera sido completada en la fecha de adquisición, y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento. La información comparativa presentada en los estados financieros de periodos anteriores se revisa, en la medida que sea necesario, lo que incluye la realización de cambios en la depreciación, amortización u otros efectos sobre el resultado reconocidos para completar la contabilización inicial.

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

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

Cualquier diferencia entre los activos y pasivos aportados a la consolidación y la contraprestación entregada, se registra directamente en el Patrimonio neto, como un cargo o abono a "Otras reservas".

6. Cuando el Grupo pierde el control de una subsidiaria, cualquier inversión residual en la sociedad previamente controlada se vuelve a medir a su valor razonable en la fecha en que se pierde el control, registrando cualquier ganancia o pérdida resultante en el estado de resultado. Además, el Grupo contabiliza los montos anteriormente reconocidos en Otro resultado integral en relación con la subsidiaria sobre la cual se pierde el control, como si el Grupo hubiera enajenado directamente los activos o pasivos relacionados.

2.8 Moneda Funcional

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

La moneda funcional se ha determinado considerando el entorno económico en que opera la Sociedad. Esta conclusión se basa en que el US\$ es la moneda que influye fundamentalmente en las actividades de financiamiento,

emisiones de capital y flujos de efectivos y sus equivalentes. Debido a lo anterior, el US\$ refleja las transacciones, hechos y condiciones que subyacen y son relevantes para Enel Américas.

Toda la información presentada en dólares estadounidenses ha sido redondeada a la unidad de mil (MUS\$) o de millón (MMUS\$) más cercana, excepto cuando se indique de otra manera.

2.9 Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera

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

- a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
- b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del periodo (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).
- c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.
- d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 27.2).

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

Hiperinflación Argentina

A contar de julio de 2018, la economía de Argentina ha sido considerada como hiperinflacionaria, de acuerdo con los criterios establecidos en la NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias". Esta determinación fue realizada en base a una serie de criterios cualitativos y cuantitativos, entre los cuales destaca la presencia de una tasa acumulada de inflación superior al 100% durante los tres años anteriores.

De acuerdo con lo establecido en la NIC 29, los estados financieros de las sociedades participadas en Argentina han sido reexpresados retrospectivamente aplicando un índice general de precios al costo histórico, con el fin de reflejar los cambios en el poder adquisitivo del peso argentino, a la fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados.

Los activos y pasivos no monetarios fueron reexpresados desde febrero de 2003, última fecha en que un ajuste por inflación fue aplicado para propósitos contables en Argentina. En este contexto, cabe mencionar que el Grupo efectuó su transición a NIIF el 1 de enero de 2004, aplicando la excepción de costo atribuido para las Propiedades, 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 con lo establecido por la NIC 21 "Efectos de las variaciones en los tipos de cambio de la moneda extranjera", cuando se trata de una economía hiperinflacionaria. Anteriormente, los resultados de las subsidiarias argentinas se convertían a tipo de cambio medio del periodo, como ocurre para la conversión de los resultados del resto de las subsidiarias en operación en otros países cuyas economías no son consideradas hiperinflacionarias.

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

	Índice General de Precios
Desde enero a diciembre de 2022	94,79%
Desde enero a junio de 2022	36,15%
Desde enero a junio de 2023	50,68%

Los efectos de la aplicación de esta normativa en los presentes estados financieros consolidados intermedios 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 30.06.2023		al 31.12.2022		al 30.06.2022	
	Cierre	Medio	Cierre	Medio	Medio	
Peso argentino	256,70	256,73	177,16	177,11	125,22	
Real brasileño	4,82	5,07	5,22	5,16	5,08	
Sol peruano	3,63	3,76	3,82	3,83	3,78	
Peso colombiano	4.191,28	4.589,87	4.810,20	4.247,75	3.917,31	

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 intermedios 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 con 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	64 años
Enel Generación El Chocón S.A. (Generación) (*)	Argentina	1993	30 años	3 meses
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	64 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	64 años
EGP Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	4 años
Enel CIEN S.A. (Garabi II) (Transporte) (**)	Brasil	2000	22 años	Finalizado el 31 de marzo de 2023
Enel CIEN S.A. (Garabi II) (Transporte) (**)	Brasil	2002	20 años	Finalizado el 31 de marzo de 2023

(*) El Contrato de Concesión del Complejo Chocón (centrales Chocón y Arroyito) 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, el regulador determinó que la concesionaria deberá continuar a cargo del complejo hidroeléctrico y cumplir con todas sus obligaciones durante el plazo de

60 días contados a partir de la fecha de la resolución del contrato, plazo que podría extenderse por 60 días adicionales hasta un máximo de 12 meses.

(**) Nuestra subsidiaría Enel CIEN tenía como sus activos principales los sistemas de interconexión energética Garabi I y Garabi II, los cuales, a través de dos estaciones de conversión de frecuencia y líneas de transmisión de 2.200 MW, transportan energía entre Brasil y Argentina. En junio de 2020 Ministerio de Minas y Energía de Brasil promulgó la ordenanza que permitía a Enel CIEN operar las líneas Garabi I y Garabi II hasta el 31 de julio de 2022. En diciembre de 2022, se llevó a cabo una nueva subasta por la concesión de las líneas, siendo ganadora de la misma la compañía Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. De acuerdo con lo anterior, con fecha 31 de marzo de 2023, Enel CIEN dejó de operar la concesión de Gabari I y Garabi II. Para más detalle respecto a los efectos del término de la concesión, ver Nota 6.5.

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 30 de junio 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 30 de junio 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 reversadas sí, y sólo si, se han producido cambios en las estimaciones utilizadas para determinar el valor del mismo. Si así fuera el caso, se aumenta el valor del activo hasta su monto recuperable con abono a resultados, con el límite

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

f) Arrendamientos

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

f.1) Arrendatario

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

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

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

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

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

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

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

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

f.2) Arrendador

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

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

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

g) Instrumentos financieros

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

g.1) Activos financieros no derivados

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Notas 3.i y 14) y los activos no corrientes mantenidos para la venta (Ver Nota 3.k), en tres categorías:

(i) Costo amortizado

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

Los activos financieros que cumplen con las condiciones establecidas en NIIF 9, para ser valoradas al costo amortizado en el Grupo son: equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar, y préstamos. Estos activos se registran a costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del periodo relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto) con el monto neto en libros del activo o pasivo financiero.

(ii) Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en otros resultados integrales

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones: (i) se clasifican dentro de un modelo de negocio, cuyo objetivo es mantener los activos financieros tanto para cobrar los flujos de efectivo contractuales como para venderlos y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales cumplen con el criterio SPPI.

Estos activos financieros se reconocen en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas o que tienen muy poca liquidez, normalmente el valor razonable no es posible determinarlo de forma fiable, por lo que, cuando se da esta circunstancia, se valoran por su costo de adquisición o por un monto inferior si existe evidencia de su deterioro.

Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran en el estado de resultados integrales consolidado: Otros resultados integrales, hasta el momento en que se produce la enajenación de estos activos financieros, momento en el que el monto acumulado en este rubro es imputado íntegramente en el resultado del periodo, con excepción de las inversiones en instrumentos de patrimonio, cuyo saldo acumulado en Otros resultados integrales nunca es reclasificado a resultados.

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

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

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

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

g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

g.3) Deterioro de valor de los activos financieros

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

La pérdida crediticia esperada es la diferencia entre todos los flujos de efectivo contractuales que se deben de acuerdo con el contrato y todos los flujos de efectivo que se espera recibir (es decir, todas las insuficiencias de dinero), descontadas a la tasa de interés efectiva original. Se determina como el producto de: i) la probabilidad de incumplimiento (PD, Probability of Default); ii) la pérdida dado el incumplimiento (LGD, Loss Given Default); y iii) la exposición al incumplimiento (EAD, Exposure at Default).

Para determinar las pérdidas crediticias esperadas, el Grupo aplica dos enfoques diferentes:

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

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

- > **Enfoque simplificado:** para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, el Grupo aplica un método simplificado, mediante el cual la provisión por deterioro se registra siempre en referencia a las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo. Este es el enfoque aplicado en mayor medida por el Grupo, dado que las cuentas comerciales por cobrar representan el principal activo financiero de Enel Américas y sus subsidiarias.

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

- **Evaluación colectiva:** basada en agrupar las cuentas por cobrar en grupos específicos o "clusters", teniendo en cuenta cada negocio y el contexto regulatorio local. Las cuentas por cobrar se agrupan según

las características de las carteras de clientes en términos de riesgo de crédito, información de vencimientos y tasas de recuperación. El Grupo considera una definición específica de incumplimiento, aplicable a todos los clusters.

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

PD: estimación de incumplimiento promedio, calculado para cada grupo de cuentas comerciales por cobrar, teniendo en cuenta un mínimo de datos históricos de 24 meses.

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

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

- Evaluación analítica o individual: si las cuentas por cobrar son consideradas individualmente significativas por la administración, y hay información específica sobre cualquier aumento significativo en el riesgo de crédito, el Grupo aplica una evaluación individual de las cuentas por cobrar. Para la evaluación individual, la PD se obtiene principalmente de un proveedor externo, cuando es posible hacerlo, y la LGD a través de un modelo interno que considera la tasa de recuperación y otras características contractuales y financieras de las cuentas por cobrar. La pérdida crediticia esperada se obtiene multiplicando ambos factores por la EAD, que se define como la exposición contable en la fecha de reporte, incluidas las facturas emitidas, pero no vencidas y las facturas por emitir por servicios prestados, neta de potenciales depósitos en efectivo obtenidos como garantías.

Sobre la base del mercado de referencia y el contexto regulatorio del sector, así como las expectativas de recuperación después de 90 días, para tales cuentas por cobrar, el Grupo aplica principalmente una definición predeterminada de incumplimiento de 180 días para determinar las pérdidas crediticias esperadas, ya que éste se considera un indicador efectivo de un aumento significativo en el riesgo de crédito y, por lo tanto, en el deterioro de las cuentas por cobrar.

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

g.4) Pasivos financieros excepto derivados

Los pasivos financieros con carácter general se registran inicialmente a valor razonable, neto de los costos incurridos en la transacción. En periodos posteriores, estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva (ver Nota 3.g.1).

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

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

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 23, ésta ha sido dividida en

deuda a tasa de interés fija (en adelante, “deuda fija”) y deuda a tasa de interés variable (en adelante, “deuda variable”). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada periodo en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

g.5) Derivados y operaciones de cobertura

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

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del estado de situación financiera. 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, entendiéndose como tales las garantías concedidas por el Grupo a favor de terceros, se reconocen inicialmente por su valor razonable, ajustando los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la emisión de la garantía.

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

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

h) Medición del valor razonable

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

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

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

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

Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos.

Nivel 2: Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de nivel

2, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas (como por ejemplo "Bloomberg").

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

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

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

Los activos y pasivos registrados a valor razonable se presentan en Nota 23.3.

i) Inversiones contabilizadas por el método de participación

Las participaciones que el Grupo posee en asociadas y negocios conjuntos (ver Nota 2.5 y 2.6 respectivamente) se registran siguiendo el método de participación.

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

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

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

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

j) Inventarios

Los inventarios se valoran al precio medio ponderado de adquisición o valor neto de realización si éste es inferior.

El valor neto de realización es el precio de venta estimado del activo en el curso normal de la operación, menos los costos de venta aplicables.

Los costos incluyen el precio de compra más los costos incurridos necesarios para darles su condición y ubicación actuales, netos de descuentos comerciales y otras rebajas.

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

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

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

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

Las actividades requeridas para completar el plan la venta o distribución deben indicar que es improbable que puedan realizarse cambios significativos en el plan, o que el mismo vaya a ser cancelado. La probabilidad de aprobación por los accionistas (si se requiere en la jurisdicción) debe considerarse como parte de la evaluación de si la venta o distribución es altamente probable.

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

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

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

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

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

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

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

l) Acciones propias en cartera

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

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

m) Provisiones

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

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

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

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

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

Algunas de las empresas del Grupo tienen contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, tanto de prestación definida como de aportación definida, están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones, excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

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

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

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

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

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

n) Conversión de saldos en moneda extranjera

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

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

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

o) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

p) Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del 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 (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima) 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. Con fecha 25 de abril de 2023 mediante Resolución ENRE 363/23 se estableció que el 1 de junio de 2023 se dará inicio al proceso de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) que regirá las tarifas entre los años 2024 y 2028.

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. En este mismo contexto, mediante resolución SE 56/23 del 18 de mayo de 2023, se firmó con CAMMESA un Plan de Pago por la deuda restante entre sep22 y feb23, la cual establece que el plan de regularización se pagará en 96 cuotas iguales y consecutivas las cuales se monetizarán al precio medio estacional a partir de los kWh previamente determinados.

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 la tarifa media de la distribuidora se ubica en el orden de los 11,127 \$/kWh (+18%)

Por medio de la Resolución ENRE N° 240/2023 del 28 de febrero de 2023, el ENRE aprobó los nuevos cuadros tarifarios a aplicar a partir del 1° de abril de 2023.

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

- La participación del Costo Propio de Distribución (VAD) al 1 de abril de 2023 se sitúa en el orden del 34% del total de la facturación estimada para la empresa (sin impuestos).

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

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

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, el ENRE mediante la resolución 237/23 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.

Mediante su Resolución 252/23, del 9 de marzo de 2023, el ENRE extendió el régimen de calidad. Prolongando la senda de calidad a los semestres 54 (mar23 a ago23) y 55 (sep23 a feb24) indicándose expresamente que durante el periodo de transición tarifaria 2023 - 2024, se continuará con lo establecido en la Resolución ENRE N° 199/2018 (sanción por apartamiento de alimentadores).

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.

Mediante Resolución 362/23 del 18 de abril del presente el ENRE notificó a Edesur la causal de Afectación Extraordinaria de la Prestación del Servicio establecida en el Contrato de Concesión en Diciembre de 2022 (5 ó más días con 70.000 usuarios sin suministro), con lo cual se deberá resarcir en la emisión de las futuras facturas a sus usuarios.

El día 21 de marzo 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. En el marco de esta intervención, con fecha 24 de abril, el interventor y autoridades argentinas del sector energía (ENRE) e intendencia de Buenos Aires, anunciaron un plan compuesto por 278 obras para Edesur en 12 municipios. El día 5 de mayo, Ferraresi renunció al cargo de interventor.

b) Brasil

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

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

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

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

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

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

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

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

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 2023	-3,77%	+5,51%
Enel Distribución Sao Paulo	Julio de 2023	-6,10%	-0,97%

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

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

Actualizaciones regulatorias en el ámbito del negocio de distribución, se destaca que el 7 de enero de 2022, se publicó la Ley 14.300/2022 que trata del Marco Legal de la Generación Distribuida (GD) en Brasil. La ley prevé cambios graduales en el sistema de compensación de energía (net metering) para nuevos sistemas de GD y garantiza la manutención de las reglas actuales hasta 2045 a las plantas ya en operación o que se instalen en los 12 meses subsiguientes. 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.

Tarifa de la Central Hidroeléctrica Itaipu Binacional

El 25 de abril, ANEEL estableció la tarifa definitiva para la transferencia de la potencia contratada de la Central Hidroeléctrica Itaipu Binacional para el año 2023, sin embargo, algunas distribuidoras ya habían pasado por procesos de reajuste o revisión tarifaria, en los que se utilizaron como premisa de la energía establecida por Itaipu. en 2022, considerando un costo provisional de 16,19/US\$/kW.mes. Con la deliberación de los valores para 2023, el costo de compra de energía de Itaipu aumentó a 20,23 US\$/kW.mes, lo que representa un aumento real del 25% en el costo de la energía de Itaipu, provocando un importante descalce de caja de las distribuidoras que ya pasaron por el proceso tarifario en el primer trimestre de 2023.

El aumento de la tarifa de energía genera un descalce de caja para Enel Distribución Rio de 65 millones de reales de mayo a diciembre/23, en vista de lo anterior, es necesario que interpongamos un recurso administrativo a través de la Asociación Brasileña de Distribuidores de Energía Eléctrica - ABRADDEE solicitando la republicación de las tarifas, y así asegurar que los asociados no solo preservarán sus equilibrios económicos y financieros, sino que además de reducir sus fluctuaciones tarifarias en 2024, reducirán el costo de las transferencias al consumidor final.

ANEEL Aprueba el mejoramiento de la prestación de servicios auxiliares

Después de varias interacciones con los agentes, la ANEEL aprobó lo mejoramiento de los servicios auxiliares, ampliando en particular la prestación de apoyo de potencia reactiva por otras fuentes de generación. Así, las fuentes eólica y solar podrán prestar este servicio, además de las centrales hidroeléctricas (que actualmente ya lo prestan). Seguirán siendo necesarios procedimientos técnicos. La Agencia también ha autorizado la realización de sandboxes, si así lo solicita el Operador del Sistema, donde las empresas podrán presentar soluciones como proyectos piloto. Por lo tanto, esta será una oportunidad para Enel. Por último, destacamos que la actuación de Enel junto con las asociaciones del sector fue de gran relevancia para este logro.

ANEEL establece nueva estructura organizativa desde mayo de 2023

El 24 de abril, ANEEL publicó resolución normativa para modificar su Reglamento interno estableciendo una nueva estructura organizativa, que ya está en vigor desde principios de mayo. El nuevo modelo reúne algunas superintendencias de áreas afines y extingue algunas posiciones de liderazgo.

En resumen, los principales cambios son los siguientes:

- Creación de la Secretaría de Innovación y Transición Energética (STE), cuyas funciones incluyen promover la innovación, la prospección y la captura de nuevas soluciones tecnológicas, productos y servicios para el uso eficiente y sostenible de la electricidad,
- Fusión de las superintendencias de gestión de tarifas y regulación económica (STR),
- Creación de dos superintendencias, una para la regulación (STD) y otra para la supervisión de los servicios eléctricos (SFT), cada una de las cuales abarca tanto los segmentos de transmisión como de distribución, reemplazando las áreas que anteriormente trataban estos temas.

Tariff Sandboxes: proyectos piloto para nuevas tarifas

El 18 de abril, ANEEL aprobó el inicio de seis proyectos sandbox tarifarios, presupuestados en 14,8 millones de reales (USD 3 millones) – de los cuales 11,8 millones de reales (USD 2,4 millones) serán financiados con recursos de I+D. Las propuestas, presentadas por las DSO, fueron seleccionadas entre las 14 evaluadas en el ámbito de la Primera Convocatoria de Sandboxes Tarifarios, lanzada en agosto de 2022.

El proyecto presentado por Enel Distribución Sao Paulo (tarifa trinomía horaria y peak time rebate) está entre los aprobados.

Entre los seis proyectos seleccionados, cinco versan sobre modalidades tarifarias y uno sobre modalidad de facturación (pre pago). Cada proyecto se aplicará en partes del área de concesión de la empresa proponente, afectando directamente a más de 5.000 unidades consumidoras.

Modificación de las normas de seguridad de las presas

El 11 de mayo, la ANEEL aprobó la revisión de normas respecto a los criterios y acciones de seguridad de las presas de las centrales hidráulicas. La modificación de la norma fue necesaria debido a la modificación técnicas establecidas en la nueva ley de seguridad de presas. Además de modificaciones técnicas, la ANEEL ha establecido infracciones y sanciones específicas. El normativo estableció 1 año para que las empresas hagan las modificaciones necesarias en sus planos de seguridad, en conformidad con la nueva reglamentación.

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 creó 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 Ministerios 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.

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 cual 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.

En marzo de 2023, la CREG mediante la Resolución CREG 101 008 de 2023 permitió la realización de convocatorias públicas con objeto exclusivo para compras de energía provenientes de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR), con el fin de dar cumplimiento a la obligación señalada en el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 donde indica que los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista estarán obligados a que entre el 8 y el 10% de sus compras de energía provengan de FNCR.

En mayo de 2023 la CREG publicó la resolución CREG 101 015 de 2023, cuyo objetivo es ampliar el periodo de aplicación de la Resolución CREG 101 029 de 2022, relacionada con las medidas transitorias para diferir las obligaciones de pago de los comercializadores frente a generadores, transmisores y distribuidores. En específico, esta resolución propone la creación del Tramo 3, que corresponde a los meses de mayo a agosto de 2023, para que los agentes comercializadores que atiendan la demanda regulada puedan diferir por 18 meses, a partir de septiembre de 2023, el pago de sus obligaciones facturadas por el ASIC y el LAC, frente a los agentes generadores, transportadores y distribuidores. La tasa de interés aplicable será la tasa de interés preferencial de colocación de créditos comerciales

En abril de 2023, la Comisión de Regulación de Comunicaciones – CRC a través de la Resolución CRC 7120 de 2023 publicó de manera definitiva la nueva reglamentación de compartición de infraestructura eléctrica y de otros sectores para ser utilizadas en la instalación y ampliación de las redes de telecomunicaciones. Así mismo, en el marco de esta nueva norma, también se encuentra contemplado el análisis de algunas condiciones de compartición de infraestructura soporte del mismo sector de telecomunicaciones.

El Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 fue expedido como ley en el 19 de mayo de 2023 (ley 2294). Se realizaron ejercicios de análisis y gestión sectorial por medio de gremios y también de manera directa. Por la naturaleza de esta norma, contempló disposiciones transversales para toda la cadena del sector. En lo correspondiente a generación, se destaca la modificación a las transferencias que deben asumir los proyectos FNCR (6% para plantas nuevas y 4% para plantas en operación) y la eliminación de la exención del impuesto sobre las ventas para paneles solares. Para distribución, se resalta la posibilidad de flexibilizar el plan de inversiones y la

agilización de licenciamientos para proyectos de infraestructura, disposiciones que impulsan la movilidad eléctrica y otras que paralelamente la desincentivan, remuneración por el uso de la infraestructura por parte de telemáticos, promoción de autogeneración en edificios de la administración pública y normalización de redes en asentamientos subnormales. En cuanto a asuntos ambientales, se hacen relevantes las indicaciones para los planes de ordenamiento territorial, la creación de consejos territoriales del agua y la priorización del diálogo y concertación con población campesina. Finalmente, se habilitó a la empresa encargada del servicio de interconexión nacional (transmisión) para participar en las actividades de generación, comercialización y distribución de electricidad, y se incluyeron algunos artículos para impulsar y financiar proyectos en torno a la transición energética.

En junio de 2023, el Ministerio de Minas y Energía publicó en firme el Decreto 0929 de 7 de junio de 2023, por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, y se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica. En este Decreto, el Ministerio define políticas para que posteriormente tanto la CREG como el Consejo Nacional de Operación reglamenten temas relacionados con: Promoción de la participación ciudadana, el Prestador de Última Instancia – PUI, participación de la demanda en el mercado mayorista, remuneración de excedentes de energía en esquemas que utilicen las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, exoneración del cobro de energía reactiva a los autogeneradores a pequeña escala con FNCER, mecanismos de compra de energía para el mercado regulado, y la valoración de recursos de generación en el corto plazo.

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

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

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 (Aresp) es la responsable de regular y fiscalizar la calidad y el precio de los

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

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

La Ley N.° 7200 autoriza la generación privada en Costa Rica, mediante centrales de hasta 20 MW de capacidad instalada y de fuente hidroeléctrica y no convencionales; además, la ley establece que el conjunto de proyectos no debe exceder el 15% de la potencia total de las centrales eléctricas que integran el Sistema Eléctrico Nacional. Y como mínimo, el 35% del capital social de toda empresa que quiera generar electricidad para vender al ICE, debe ser propiedad de ciudadanos costarricenses.

Por otra parte, a través de la Ley N.° 7508 se incorporó un segundo régimen de participación privada en la generación, que corresponde al segundo capítulo de la Ley N.° 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.° 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, instales, conecten, integren, controlen, DER, para uso de las instalaciones de los usuarios finales o para ser interconectados al SEN, así como para las empresas eléctricas cuando los DER sean interconectados al SEN en sus diferentes modalidades y servicios auxiliares.

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

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.

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

Igualmente, en mayo de 2023 la ASEP mediante resolución AN No. 18427-Elec de 2023 decidió aprobar la modificación a los artículos MOC.4.1.2, MOC.4.2.2 y MOC.4.3.2 de la Metodología para Tramitar la Entrada en Operación Comercial (MOC), destacándose el acotamiento de la duración del programa general del periodo de pruebas de las unidades de generación, el plazo que se otorga al Centro Nacional de Despacho para suministrar al productor el documento técnico justificativo para negar el inicio de Operación y de entrada en Operación Comercial.

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

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

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

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, al que se conoce como Tarifa en Barra). La contratación a través de licitaciones tiene por finalidad establecer un mecanismo que promueva las inversiones en nueva capacidad de generación a través de contratos de suministro de electricidad de largo plazo y precios firmes con empresas distribuidoras. De otro lado, los generadores pueden contratar directamente con los clientes libres, con quienes se acuerdan los precios de venta de la energía.

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

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

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

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

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

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> 1.635.622
Activos no corrientes	
Otros activos financieros no corrientes	164.550
Otros activos no financieros no corrientes	47.805
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	23.081
Activos intangibles distintos de la plusvalía	333.605
Plusvalía	587.357
Propiedades, planta y equipo	3.952.409
Activos por derecho de uso	31.039
Activos por impuestos diferidos	67.780
Activos no corrientes totales	<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 o grupos de activos mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas

La composición y movimientos de los activos no corrientes mantenidos para la venta durante el periodo terminado el 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUSS

ACTIVOS	al 01.01.2022	Reclasificación a / de activos corrientes y no corrientes	Deterioro	Disposiciones y cambios en perímetro de consolidación	Otros movimientos	al 31.12.2022	Reclasificación a / de activos corrientes y no corrientes	Disposiciones y cambios en perímetro de consolidación	Otros movimientos	al 30.06.2023
Activos corrientes										
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	96.261	-	(70.983)	19.548	43.826	164.523	(43.826)	-	164.523
Otros activos financieros corrientes	-	78.094	(12.929)	-	(41.649)	23.516	3.036	(23.516)	-	3.036
Otros activos no financieros corriente	-	173.239	-	(150.463)	(9.785)	12.991	67.496	(12.991)	-	67.496
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	584.491	-	(545.983)	36.720	75.228	245.661	(75.228)	-	245.661
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	604	-	-	(604)	-	6.148	-	-	6.148
Inventarios	-	203.466	-	(173.072)	14.276	44.670	61.036	(44.670)	-	61.036
Activos por impuestos corrientes	-	18.230	-	(8.772)	3.800	13.258	7.311	(13.258)	-	7.311
Activos corrientes totales	-	1.154.385	(12.929)	(949.273)	21.306	213.489	655.211	(213.489)	-	555.211
Activos no corrientes										
Otros activos financieros no corrientes	-	207.112	-	(151.760)	79.997	135.349	61	(135.349)	-	61
Otros activos no financieros no corrientes	-	881.718	-	(883.081)	2.376	1.013	40.196	(1.013)	81	40.277
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	74.369	-	(14.387)	698	60.680	(14)	(60.680)	-	(14)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	-	-	-	-	-	-	3.660	-	-	3.660
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	83	-	-	-	83	(83)	-	-	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	1.675.553	(781.782)	(918.285)	39.504	14.990	94.691	(14.990)	6.331	101.022
Plusvalía	-	-	-	-	-	-	362.942	-	-	362.942
Propiedades, planta y equipo	520	549.659	(391.776)	(48.634)	4.221	113.990	2.776.295	(113.990)	130.441	2.906.736
Activos por derecho de uso	-	10.399	-	(4.522)	4.522	10.399	166.239	(10.399)	5.524	171.763
Activos por impuestos diferidos	-	292.945	-	(270.322)	6.525	29.148	62.861	(29.148)	(51.312)	11.549
Activos no corrientes totales	520	3.691.838	(1.173.558)	(2.290.991)	137.843	365.652	3.406.931	(365.652)	91.065	3.497.996
TOTAL ACTIVOS	520	4.846.223	(1.186.487)	(3.240.264)	159.149	579.141	3.992.142	(679.141)	91.065	4.053.207

miles de dólares estadounidenses - MUSS

PASIVOS	al 01.01.2022	Reclasificación a / de pasivos corrientes y no corrientes	Deterioro	Disposiciones y cambios en perímetro de consolidación	Otros movimientos	al 31.12.2022	Reclasificación a / de pasivos corrientes y no corrientes	Disposiciones y cambios en perímetro de consolidación	Otros movimientos	al 30.06.2023
Pasivos corrientes										
Otros pasivos financieros corrientes	-	777.128	-	(773.259)	-	3.869	400.357	(3.869)	-	400.357
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	-	-	1.273	1.273	9.954	(1.273)	-	9.954
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	451.713	-	(333.882)	(65.657)	52.174	302.023	(52.174)	(14.376)	287.647
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	271.227	-	(252.665)	5.722	24.284	54.510	(24.284)	-	54.510
Otras provisiones corrientes	-	2.584	-	-	(219)	2.365	9.554	(2.365)	2.413	11.967
Pasivos por impuestos corrientes	-	8.772	-	(11.273)	8.452	5.951	33.498	(5.951)	-	33.498
Otros pasivos no financieros corrientes	-	365.645	-	(267.645)	(86.553)	11.447	40.249	(11.447)	-	40.249
Pasivos corrientes totales	-	1.877.069	-	(1.638.724)	(136.982)	101.363	850.145	(101.363)	(11.963)	838.182
Pasivos no corrientes										
Otros pasivos financieros no corrientes	-	43.090	-	(10.919)	704	32.875	644.952	(32.875)	-	644.952
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	-	-	9.494	9.494	16.472	(9.494)	-	16.472
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	54.559	-	(54.559)	-	-	1.102	-	-	1.102
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	241.103	-	(245.468)	4.365	-	-	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	-	245.937	-	(245.974)	219	182	33.281	(182)	-	33.281
Pasivo por impuestos diferidos	-	27.188	-	(8.386)	3.405	22.207	305.605	(22.207)	-	305.605
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	30.268	-	(25.312)	(901)	4.055	4.418	(4.055)	-	4.418
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	505.435	-	(622.252)	127.336	10.579	19.201	(10.579)	-	19.201
Pasivos no corrientes totales	-	1.147.580	-	(1,212,870)	144,682	79,392	1,025,032	(79,392)	-	1,025,032
TOTAL PASIVOS	-	3,024,649	-	(2,851,594)	7,700	180,755	1,875,177	(180,755)	(11,963)	1,863,214
VALOR NETO DE ACTIVOS Y PASIVOS	520	1,821,574	(1,186,487)	(888,670)	151,449	398,386	2,096,965	(398,395)	103,028	2,189,993

6.1 Operación de venta de subsidiarias operativas en Perú

A partir del cierre del primer trimestre de 2023, la Compañía mantenía 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.

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” 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 30 de junio de 2023, como ganancias en operaciones discontinuas. Para efectos comparativos, los resultados de las subsidiarias operativas en Perú correspondientes al primer semestre 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 30 de junio de 2022.

A continuación, se presenta la reexpresión del estado de resultados integrales consolidados Intermedios al 30 de junio 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	6.707.657	(733.947)	5.973.710
Otros ingresos, por naturaleza	1.039.698	(12.177)	1.027.521
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	7.747.355	(746.124)	7.001.231
Materias primas y consumibles utilizados	(4.475.472)	340.865	(4.134.607)
Margen de Contribución	3.271.883	(405.259)	2.866.624
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	119.074	(9.572)	109.502
Gastos por beneficios a los empleados	(400.616)	35.610	(365.006)
Gasto por depreciación y amortización	(546.286)	61.538	(484.748)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(95.668)	34	(95.634)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinadas de acuerdo con NIIF 9	(195.475)	5.355	(190.120)
Otros gastos por naturaleza	(625.690)	50.606	(575.084)
Resultado de Explotación	1.527.222	(261.688)	1.265.534
Otras ganancias (pérdidas)	3.057	36	3.093
Ingresos financieros	265.569	(9.448)	256.121
Costos financieros	(783.154)	21.316	(761.838)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	900	-	900
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	42.925	(6.333)	36.592
Resultado por unidades de reajuste	147.020	-	147.020
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	1.203.539	(256.117)	947.422
Gasto por impuestos a las ganancias	(400.088)	74.901	(325.187)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	803.451	(181.216)	622.235
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	803.451	(181.216)	622.235
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	576.664	(150.948)	425.716
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	226.787	(30.268)	196.519
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuas	-	181.216	181.216
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	-	150.948	150.948
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	-	30.268	30.268
GANANCIA (PÉRDIDA)	803.451	-	803.451

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 30.06.2023	al 30.06.2022
Diferencias de cambio por conversión	109.119	86.548
Coberturas de flujo de efectivo	9.668	(4.222)
Total	118.787	82.326

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 30 de junio 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 30 de junio de 2023 y 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
ESTADOS DE RESULTADOS	2023	2022
Ingresos de actividades ordinarias	843.971	733.947
Otros ingresos, por naturaleza	7.575	12.177
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	851.546	746.124
Materias primas y consumibles utilizados	(401.266)	(340.865)
Margen de Contribución	450.280	405.259
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	9.065	9.572
Gastos por beneficios a los empleados	(40.116)	(35.610)
Gasto por depreciación y amortización	(32.195)	(61.538)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(6)	(34)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinadas de acuerdo con NIIF 9	(3.326)	(5.355)
Otros gastos por naturaleza	(52.639)	(50.606)
Resultado de Explotación	331.063	261.688
Otras ganancias (pérdidas)	-	(36)
Ingresos financieros	8.885	9.448
Costos financieros	(31.566)	(21.316)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	8.197	6.333
Ganancia (pérdida) antes de impuestos, operaciones discontinuadas	316.579	256.117
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones discontinuadas	(118.910)	(74.901)
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS	197.669	181.216
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a		
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a los propietarios de la controladora	161.846	150.948
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a participaciones no controladoras	35.823	30.268
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS	197.669	181.216

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	36.100	23.553
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	10.866	7.876
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados	920	1.874
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo	47.886	33.303
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	(3.343)	(1.835)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo	(3.343)	(1.835)
Total Otro resultado integral	44.543	31.468

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 30 de junio 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	275.098	354.105
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(288.386)	(212.200)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	72.466	(20.328)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	59.178	121.577
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	4.969	6.654
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	64.149	128.231
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	88.681	138.378
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	152.828	266.609

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

Al 30 de junio de 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 Discontinuas” y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), a contar del cierre del primer trimestre del presente, 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 con lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas" y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), a contar del cierre del primer semestre del año 2022, la Compañía reclasificó los activos y pasivos de las sociedades, Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE y Fontibón ZE como mantenidos para la venta, midiendo los primeros por el menor entre su valor contable y su valor razonable. Lo anterior implicó reconocer una pérdida por deterioro de activos por MUS\$12.929 al 31 de diciembre de 2022.

Con fecha 21 de abril de 2023, la filial colombiana de la Compañía, Enel Colombia S.A. E.S.P., finalizó la venta del 80% de su participación sobre Bogotá ZE y Colombia ZE a AMPCI EBUS Developments LLC. El valor de la enajenación ascendió a MUS\$ 6.754 (ver nota 7.e) y generó una utilidad de US\$ 2 millones, de los cuales US\$ 0,4 millones corresponden a diferencias de conversión generadas en el proceso de consolidación de Colombia ZE en Enel Américas, acumuladas en otros resultados integrales hasta la fecha de enajenación.

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

6.4 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\$ 48.301 (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.

Con fecha 14 de abril de 2023, habiéndose cumplido todas las condiciones precedentes, se perfeccionó la venta de la participación que el Grupo ostentaba en Central Dock Sud. El valor de la enajenación ascendió a MUS\$ 52.344 (ver nota 7e) y generó una pérdida de US\$ 193 millones, la cual corresponde principalmente a las diferencias de conversión generadas en el proceso de consolidación de Central Dock Sud en Enel Américas, acumuladas en otros resultados integrales hasta la fecha de enajenación.

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

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

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

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

La firma del contrato se llevó a cabo durante el primer trimestre del presente año, procediéndose a la baja de los activos vinculados a la concesión de las líneas de transmisión. Durante el primer trimestre del 2023 Enel Cien recibió la indemnización por la transferencia de activos por un monto de BRL 871 millones (MUS\$ 169.638) y obtuvo una ganancia de US\$ 109 millones (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.

7. Efectivo y equivalentes al efectivo

- a) La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Efectivo en caja	34	383
Saldos en bancos	999.429	535.032
Depósitos a corto plazo	1.069.789	580.113
Otros instrumentos de renta fija	40.265	6.165
Total	2.109.517	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 30.06.2023	al 31.12.2022
Peso chileno	337	563
Peso argentino	8.070	6.963
Peso colombiano	439.747	156.180
Real brasileño	1.534.314	746.192
Sol peruano	8.813	71.521
Dólar estadounidense	118.095	140.208
Euro	141	66
Total	2.109.517	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 30 de junio de 2023 y 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	2023	2022
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de situación financiera)	2.109.517	1.996.520
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para la venta (*)	11.695	40.861
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a operaciones discontinuadas (*)	152.828	-
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	2.274.040	2.037.381

(*) 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)	(954.330)	(1.595.861)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Codensa Hogar y Codensa Servicios (2)	(234.213)	(192.977)
Pagos por la cuenta de desarrollo energético (CDE) (3)	(483.800)	(684.330)
Otros pagos varios de actividades de operación (4)	(243.469)	(194.157)
Total otros pagos por actividades de operación	(1.915.812)	(2.667.325)

(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\$741.844 y MUS\$1.359.404, por los periodos terminados el 30 de junio 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\$150.331 y MUS\$146.728 por los periodos terminados el 30 de junio de 2023 y 2022, respectivamente.
- Pagos por impuestos a las ventas en Perú por MUS\$56.754 y MUS\$44.835, por los periodos terminados el 30 de junio 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 30 de junio de 2023 y 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022
Efectivo recibido por la venta de Enel Generación Costanera S.A.	48.301	-
Efectivo y equivalentes al efectivo de Enel Generación Costanera S.A. que salió del Grupo	(15.205)	-
Efectivo recibido por la venta de Dock Sud S.A.	52.344	-
Efectivo y equivalentes al efectivo de Dock Sud S.A. que salió del Grupo	(25.243)	-
Efectivo recibido por la venta de Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE y Fontibón ZE	6.754	-
Efectivo y equivalentes al efectivo de Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE y Fontibón ZE que salió del Grupo	(1.871)	-
Total flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	65.080	-

f) Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiación por los periodos terminados el 30 de junio de 2023 y 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Flujo de efectivo de financiamiento										el 30.06.2023
	el 01.01.2023	Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Costos financieros (I)	Nuevos pasivos por arrendamientos	Otros cambios	
Préstamos Corto plazo	2.111.746	859.676	(1.395.519)	(315.486)	(651.329)	(70.152)	222.149	360.460	-	695.925	2.468.789
Préstamos Largo plazo	6.160.447	702.016	(9.594)	(21.172)	671.250	(895)	517.091	24.859	-	(1.724.628)	5.946.124
Pasivo por arrendamientos	211.561	-	(24.808)	-	(24.808)	1.172	17.818	10.691	2.468	(27.888)	101.043
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(150.564)	23.203	-	-	23.203	23.816	12.923	(9.676)	-	(39.370)	(139.698)
Total	8.333.190	1.584.895	(1.429.921)	(336.656)	(181.684)	(46.059)	769.961	386.334	2.468	(1.095.961)	8.168.266

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Flujo de efectivo de financiamiento										el 30.06.2022
	el 01.01.2022	Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Costos financieros (I)	Nuevos pasivos por arrendamientos	Otros cambios	
Préstamos Corto plazo	1.665.154	1.297.344	(971.570)	(230.486)	95.298	(2.109)	40.695	346.878	-	730.249	2.776.155
Préstamos Largo plazo	6.009.769	784.563	(35.503)	(1.110)	747.960	36.350	200.446	30.438	-	(726.142)	6.298.811
Pasivo por arrendamientos	248.576	-	(33.254)	(128)	(33.382)	-	6.995	8.459	37.038	(24.182)	243.506
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(200.499)	-	-	-	-	13.510	28.342	5.929	-	(12.758)	(166.478)
Total	7.823.002	2.081.907	(1.040.327)	(231.724)	809.856	47.751	276.478	391.704	37.038	(82.833)	9.152.996

(1) Corresponde al devengamiento de intereses.

8. Otros activos financieros

La composición de otros activos financieros al 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corrientes		No corrientes	
	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados (1)	119.320	157.617	3	3
Activos financieros medidos a costo amortizado (1)	21.801	2.412	42.494	41.543
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados CINIIF 12 (2)	-	-	4.257.144	3.665.495
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	-	-	15.037	22.180
Activos financieros medidos a costo amortizado CINIIF 12 (3)	15.297	13.265	354.497	316.817
Instrumentos Derivados Cobertura (4)	4.743	35.266	137.994	123.771
Instrumentos Derivados No Cobertura (5)	4.043	6.741	-	-
Total	165.204	215.301	4.807.169	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 30 de junio de 2023 son MUS\$1.400.958 (MUS\$ 1.214.636 al 31 de diciembre de 2022), MUS\$1.155.786 (MUS\$ 934.426 al 31 de diciembre de 2022), MUS\$ 1.654.095 (MUS\$ 1.406.112 al 31 de diciembre de 2022) y MUS\$46.305 (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 Jaboatão Energia S.A., Luz De Caruaru Energia 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 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corrientes		No corrientes	
	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022
IVA Crédito Fiscal y Otros Impuestos	71.686	119.917	134.547	119.621
Servicios en curso prestados por terceros	10.514	25.275	-	-
Servicio en curso de I & D y Eficiencia Energética	86.459	100.385	-	-
Depósitos Judiciales	-	-	241.685	246.997
Activos en construcción CINIIF 12 (1)	-	-	423.286	525.607
Impuesto por recuperar Pis/Cofins (2)	383.223	341.380	1.293.392	1.351.028
Gastos pagados por anticipado	105.300	23.660	-	-
Otros	144.696	116.770	39.389	72.340
Total	801.878	727.387	2.132.299	2.315.593

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

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

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

Nuestras subsidiarias en Brasil que fueron afectadas por la resolución del STF, presentaron acciones judiciales en este sentido, en los respectivos Tribunales Regionales Federales. Durante el año 2019, se notificó a Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará S.A. los fallos definitivos emitidos por dichos Tribunales, reconociendo su derecho a deducir el ICMS aplicado a sus propias operaciones de las bases de cálculo del PIS y COFINS, por los periodos comprendidos entre diciembre 2003 y diciembre 2014 para Enel Distribución Sao Paulo, y mayo 2001 en adelante para Enel Distribución Ceará S.A. Durante el mes de marzo de 2020, Enel Distribución Sao Paulo recibió una notificación similar por el periodo enero 2015 en adelante. Por último, durante septiembre de 2021 Enel Distribución Río recibió la misma notificación, abarcando los derechos que surgen por el período 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\$898.291, MUS\$ 125.694 y MUS\$652.630, respectivamente, al 30 de junio 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 aunque la

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

Cabe destacar que el PIS COFINS son contribuciones federales que pagan las compañías en Brasil y que tienen por objetivo financiar programas a los empleados, salud pública, asistencia social y la seguridad social, aplicados sobre los ingresos brutos de las compañías. El “imposto sobre circulação de mercadorias e serviços” (ICMS), es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte”. (ver Nota 24 y 36.3.b.40).

- b) La composición de otros pasivos no financieros al 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses – MUS\$

	Corrientes		No corrientes	
	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022
IVA Débito Fiscal y Otros Impuestos	214.736	221.759	31.927	32.839
Ingresos diferidos por cesiones de créditos Edesur (*)	-	-	188.824	16.507
Otros	12.608	42.647	15.574	19.093
Total	227.344	264.406	236.325	68.439

(*) Ver nota 36.6 (ii)

10. Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar

a) La composición de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar al 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corrientes		No corrientes	
	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	4.179.854	5.327.039	667.915	508.120
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	3.853.870	3.856.896	469.796	297.157
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto	1.947	1.526	27.828	25.369
Otras cuentas por cobrar, bruto	324.037	1.468.617	170.291	185.594

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corrientes		No corrientes	
	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	3.160.424	4.434.832	634.493	479.627
Cuentas comerciales por cobrar, neto	2.835.377	2.964.771	464.140	292.234
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto	1.917	1.499	27.263	24.857
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	323.130	1.468.562	143.090	162.536

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Detalle de otras cuentas por cobrar, neto (1)	Corrientes		No corrientes	
	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Anticipos a proveedores	64.356	50.723	-	-
Cuentas por cobrar "baja renta" (ii)	28.271	11.944	-	-
Cuentas por cobrar al personal	12.746	8.503	10.456	9.573
Cuentas proyecto VOSA (ii)	29.975	29.999	109.013	123.264
Cuentas por cobrar a Enel Goiás (iii)	115.151	1.293.750	-	-
Otras	72.631	73.643	23.621	29.699
Total	323.130	1.468.562	143.090	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, serán pagados durante el presente año. Cabe destacar que durante el primer semestre de 2023 se han recaudado MUS\$ 1.275.725 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 30 de junio 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 30 de junio 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 30.06.2023	al 31.12.2022
Con antigüedad menor de tres meses	364.468	341.744
Con antigüedad entre tres y seis meses	111.196	83.626
Con antigüedad entre seis y doce meses	84.931	105.786
Con antigüedad mayor a doce meses	252.446	236.418
Total	813.041	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 (*)	125.030
Montos castigados	(42.681)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	68.722
Traspaso a mantenido para la venta	(18.919)
30 de junio de 2023	1.052.852

(*) Las pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales ascendieron a MUS\$ 125.030 al 30 de junio de 2023, lo que representa una disminución de un 17,8% respecto a la pérdida de MUS\$ 152.087 registrada al 30 de junio de 2022 (ver nota 31.b) Pérdidas por deterioro de cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar). Esta disminución por un monto de MU\$ 27.057 proviene principalmente de nuestras subsidiarias de distribución en Brasil por MU\$ 21.767, debido a la mayor recuperación de cuentas por cobrar comerciales, compensado por un mayor gasto 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.

Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, para los pocos casos que ocurren en cada país, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones. En nuestro negocio de Distribución, considerando las casuísticas propias de cada país, el proceso supone al menos 6 meses en Argentina y 12 meses en Brasil y Colombia. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (Ver Notas 3.g.3 y 22.5).

d) Información adicional:

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

11. Saldos y transacciones con partes relacionadas

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

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

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

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

11.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar al 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022, es la siguiente:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

Miles de dólares estadounidenses - MU\$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Corrientes		No corrientes	
						al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	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	11	15
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	1	1	-	-
Extranjera	Gridspertise Latam S.A.	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	261	238	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	569	474	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	-	27	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	232	210	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	BRL	Otros servicios	834	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	18	9	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	22	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	22	-	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	590	335	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	-	232	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	144	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	158	273	-	-
Extranjera	Endesa S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	18	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power España SL	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	116	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	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	1.287	-	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	EUR	Otros servicios	197	180	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	66	60	-	-
Extranjera	Enel Finance America, LLC	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	8	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power North America, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	410	325	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	1.605	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	31	-	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	95	38	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	-	84	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Derivados de cobertura	-	331	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	56	25	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.611	1.356	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	CLP	Otros servicios	-	37	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	129	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	202	185	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	782	574	-	-
Extranjera	Enel Innovation Hubs S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informaticos	-	71	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	334	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	973	795	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	COP	Otros servicios	229	81	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	COP	Servicios Informaticos	-	49	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	281	188	-	-
Extranjera	Enel X Way S.R.L.	Italia	Matriz Común	CLP	Otros servicios	-	26	-	-
Extranjera	Enel Energía, S.A. DE C.V.	México	Matriz Común	US\$	Venta de Energía	-	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	261	325	-	-
Extranjera	Kino Facilities Manager S.A. de CV	México	Matriz Común	COP	Otros servicios	28	38	-	-
Extranjera	Kino Facilities Manager S.A. de CV	México	Matriz Común	US\$	Otros servicios	41	-	-	-
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	92	84	-	-
Extranjera	Enel Green Power RSA	Sudafrica	Matriz Común	US\$	Otros servicios	688	678	-	-
Extranjera	Enel X Way Brasil S.A	Brasil	Asociada	BRL	Otros servicios	54	-	-	-
Extranjera	Enel X Way Colombia S.A.S	Colombia	Asociada	COP	Otros servicios	22	-	-	-
Total						12.619	15.951	11	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 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Extranjera	SACME	Argentina	Negocio Conjunto	ARS	Otros servicios	105	216	-	-
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	5	6	-	-
Extranjera	Enel X Brasil Gerenciamento De Energia Ltda	Brasil	Matriz Común	USD	Otros servicios	-	2	-	-
Extranjera	Gridperisce Latam	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	-	-	1.616	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Otros servicios	486	434	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	-	136	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	965	1.935	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	BRL	Otros servicios	83	75	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios Informáticos	1.899	1.840	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Informáticos	3.244	491	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	25	25	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Otros servicios	771	718	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	89	83	-	-
96.800.570-8	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	5	28	-	-
91.081.000-5	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	17	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Otros servicios	141	109	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	139	571	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	25	26	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios de Ingeniería	-	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	593	947	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	107	538	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	USD	Servicios de Ingeniería	912	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	-	-	6.945	6.945
Extranjera	Edistribucion Redes Digitales S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	587	-	-
Extranjera	Edistribucion Redes Digitales S.L.	España	Matriz Común	USD	Servicios Técnicos	16	16	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	116	380	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	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	Endesa S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	449	407	-	-
Extranjera	Enel Green Power España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	141	160	-	-
Extranjera	Enel Green Power España	España	Matriz Común	COP	Otros servicios	57	131	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	192	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	101	91	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	841	663	-	-
Extranjera	Enel X North America	Estados Unidos	Matriz Común	USD	Otros servicios	-	553	-	-
Extranjera	Enel X North America	Estados Unidos	Matriz Común	USD	Compra de Materiales	283	-	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	BRL	Prest. Por pagar	201.346	100.676	125.567	236.754
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	USD	Prest. Por pagar	125.406	269.969	60.915	463.726
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	EUR	Prest. Por pagar	338.693	314.672	458.678	153.226
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A.	Italia	Matriz Común	USD	Otros servicios	30	29	-	-
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	188	107	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	15.887	26.366	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	13.963	14.291	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	COP	Servicios Informáticos	1.844	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	CLP	Otros servicios	-	392	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	-	18	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	272	4.210	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	-	4.947	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	-	139	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Servicios Informáticos	-	10	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.109	425	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	669	1.145	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	USD	Servicios Informáticos	65	25	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	3.802	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	3.253	5.911	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	CLP	Otros servicios	-	191	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	88.190	78.705	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	9.452	14.740	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	USD	Servicios Informáticos	197	142	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	USD	Servicios de Ingeniería	-	71	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	32.856	34.862	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	USD	Servicios Informáticos	3.362	2.388	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	ARS	Servicios Técnicos	4.539	4.042	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	1	69	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	COP	Servicios Técnicos	520	-	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	6.705	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	41.058	135.719	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	19.126	17.074	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	304	398	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Servicios Informáticos	9.389	7.161	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	58	-	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	-	53	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Compra de Materiales	1.332	1.307	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	305	460	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	1.663	1.197	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	151	305	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	USD	Otros servicios	623	610	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	-	288	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	80	790	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	876	1.023	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	COP	Otros servicios	449	263	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	COP	Servicios Informáticos	411	-	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	63	324	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	5.072	17.378	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicio de Garantía Financiera	147.187	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	37	25	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Informáticos	46.010	36.407	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Técnicos	54.665	61.201	-	-
Extranjera	Enel Sole	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	463	1.032	-	-
Extranjera	Enel X Advisory Services S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	49	48	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	193	1.386	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	USD	Servicios Informáticos	30	-	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	2.204	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	10.635	14.493	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Servicios Informáticos	224	-	-	-
Extranjera	Enel X WAY S.R.L.	Italia	Matriz Común	CLP	Otros servicios	-	357	-	-
Extranjera	Gridperisce Srl	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	210	174	-	-
Extranjera	Servizio Elettrico Nazionale SpA	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	220	216	-	-
Extranjera	Enel Energia S.A. de CV	México	Matriz Común	USD	Compra de Energía	-	676	-	-
Extranjera	Enel Energia S.A. de CV	México	Matriz Común	USD	Venta de Energía	3.366	-	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	USD	Servicios de Ingeniería	141	141	-	-
Extranjera	Kino Facilities Manager S.A. de CV	México	Matriz Común	USD	Otros servicios	657	530	-	-
Extranjera	Kino Facilities Manager S.A. de CV	México	Matriz Común	USD	Servicios de Ingeniería	911	843	-	-
Extranjera	Viva Labs	Noruega	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	10	-	-	-
Extranjera	Proyectos y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	-	2.553	-	-
Extranjera	Enel Green Power Romania	Rumania	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	84	-	-
Extranjera	Enel Green Power Romania	Rumania	Matriz Común	COP	Otros servicios	-	313	-	-
Extranjera	Enel X Way USA	Estados Unidos	Matriz Común	USD	Compra Materiales	108	-	-	-
Extranjera	Enel X Way Colombia SAS	Colombia	Asociada	COP	Otros servicios	2	670	-	-
Extranjera	Enel X Brasil Gerenciamento de energia LTDA	Brasil	Matriz Común	BRL	Servicios Informáticos	92	-	-	-
Total						1.212.243	1.361.676	662.776	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 30 de junio de 2023 y 2022 son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Naturaleza de la relación	2023	2022 (Reexpresado)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de Administración e Informáticos	(3.254)	(5.058)
76.536.353-6	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros Gastos Fijos de Explotación	(2.725)	-
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	Gastos Financieros	(52.809)	(54.677)
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Servicios Personal Expatriado	-	(1.570)
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	-	(14.293)
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	-	(2.733)
Extranjera	Enel Global Services S.r.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(2.366)	(1.891)
Extranjera	Enel Global Services S.r.L.	Italia	Matriz Común	Servicio Técnico	(2.120)	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	-	(2.318)
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(7.557)	(7.826)
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(1.674)	(1.164)
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(12.360)	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(3.637)	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Personal Expatriado	(1.573)	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Gastos Financieros	(13.779)	(14.126)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Personal Expatriado	(1.226)	(1.743)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Técnicos	(5.479)	(5.147)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Derivados de Cobertura	-	(1.194)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Informáticos	(7.916)	(5.987)
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(2.475)	(3.724)
Extranjera	Enel Energia S.A. de CV	México	Matriz Común	Compra de Energía	(5.537)	(4.524)

Las transacciones detalladas en la tabla precedente corresponden a todas aquellas que superan US\$ 1.000.000 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 30 de junio de 2023 esta línea se encuentra girada por US\$ 103 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. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento
- > El 15 de abril de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Río, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 230 millones, a una tasa CDI más un margen 0,9%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 15 de abril de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento 17 de abril 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. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.
- > El 1 de julio de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, 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 Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 50 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,29%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 8 de julio de 2024.
- > El 31 de julio de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 36 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,29%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 31 de julio de 2023. El 27 de diciembre 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 Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 20 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,53%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 5 de agosto de 2024. El 27 de diciembre 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 5 de agosto de 2024.
- > El 1 de septiembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 22 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,53%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 2 de septiembre de 2024. El 27 de diciembre

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 30 de junio 2023 dicha línea esta utilizada en de €44 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. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.
- > El 3 de enero de 2023, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €50 millones, a una tasa EUR all-in rate de 5,8%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 3 de enero de 2025.
- > El 6 de enero de 2023, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Ceará, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €88 millones, a una tasa EUR all-in rate de 4,2%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 6 de febrero de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.
- > Al 30 de junio de 2023, Enel SpA tiene garantías otorgadas a Enel Brasil por un total de US\$147 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 30 de junio 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 30 de junio de 2023 y 2022:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Nombre	Cargo	Período de desempeño	2023		
				Directorio de Enel Américas	Directorio de filiales	Comité de Directores
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - junio 2023	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Director	enero - junio 2023	-	-	-
Extranjero	Giulia Genuardi	Directora	enero - junio 2023	-	-	-
Extranjero	Francesca Gostinelli	Directora	enero - junio 2023	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - junio 2023	85	-	28
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - junio 2023	85	-	28
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - junio 2023	85	-	28
Total				255	-	84

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Nombre	Cargo	Período de desempeño	2022		
				Directorio de Enel Américas	Directorio de filiales	Comité de Directores
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - junio 2022	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Director	enero - junio 2022	-	-	-
Extranjero	Giulia Genuardi	Directora	enero - junio 2022	-	-	-
Extranjero	Francesca Gostinelli	Directora	enero - junio 2022	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - junio 2022	84	-	25
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - junio 2022	84	-	25
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - junio 2022	84	-	25
Total				252	-	75

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 (2)	Gerente Administración, Finanzas y Control
Extranjero	Eugenio Belinchon (3)(4)	Gerente de Auditoría Interna
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto (4)	Fiscal y Secretario del Directorio
25.067.660-3	Simone Tripepi (5)	Gerente de Enel X South America

(1) Con fecha 28 de junio de 2023, el Sr. Maurizio Bezzeccheri presentó su renuncia a la Compañía, permaneciendo en el cargo hasta el día 30 del mismo mes.

(2) El señor Aurelio Bustilho de Oliveira desempeña como titular el cargo de Gerente de Administración Finanzas y Control, y de forma interina los cargos de Gerente General, a contar del 1 de julio de 2023, y de Gerente de Planificación y Control, a contar del 27 de octubre de 2021.

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

(4) 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.

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

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

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

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

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			
	2023	2022	
Remuneración	1.956	1.956	1.893
Beneficios a corto plazo para los empleados	2	2	100
Otros beneficios a largo plazo	1.069	1.069	-
Total	3.027	3.027	1.993

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

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

11.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

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

11.5 Programa de Unidades de Acciones Restringidas

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

12. Inventarios

La composición de los inventarios al 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Suministros para la producción	25.404	32.595
Petróleo	3.725	14.759
Carbón	21.679	17.836
Repuestos	21.283	38.674
Materiales eléctricos	497.398	476.178
Total	544.085	547.447

No existen inventarios como garantía de cumplimiento de deudas.

Por los periodos terminados el 30 de junio de 2023 y 2022, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a MUS\$ 25.877 y MUS\$ 44.572, respectivamente. Para un mayor detalle por tipo de combustible ver Nota 29.

Por los periodos terminados el 30 de junio 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 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
Activos por impuestos	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Pagos anticipados de Impuesto a la Renta	78.628	98.983
Otros	16.440	23.095
Total	95.068	122.078

- b) La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
Pasivos por Impuestos	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Impuesto a la renta	73.644	295.063
Total	73.644	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 30 de junio 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	Otro resultado Integral	Otros Incrementos (decrementos)	Economía Hiperinflacionaria Argentina	al 30.06.2023
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33.33%	1.251	-	528	(116)	(352)	-	-	428	1.739
Extranjera	Sacme S.A.	Negocio conjunto	Argentina	Peso argentino	50.00%	121	-	(16)	-	(37)	-	-	44	112
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A. (*)	Asociada	Argentina	Peso argentino	33.20%	944	-	-	-	(293)	-	-	346	997
Extranjera	Enel X Way Brasil S.A.	Asociada	Brasil	Real brasileño	20.00%	51	-	(59)	-	2	-	-	-	(6)
Extranjera	Enel X Way Perú S.A.C.	Asociada	Perú	Sol peruano	20.00%	63	-	(35)	-	2	-	-	-	30
Extranjera	Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento	Asociada	Colombia	Peso colombiano	49.00%	3.008	-	(96)	-	476	-	-	-	3.388
Extranjera	Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	Asociada	Colombia	Peso colombiano	20.00%	-	375	237	-	60	-	-	-	672
Extranjera	Enel X Way Colombia S.A.S.	Asociada	Colombia	Peso colombiano	40.00%	-	1.172	(13)	-	124	-	-	-	1.283
Extranjera	Colombia ZE S.A.S.	Asociada	Colombia	Peso colombiano	20.00%	-	6.867	2.595	-	778	(1.912)	-	-	8.328
Total						5.438	8.414	3.141	(116)	760	(1.912)	-	818	16.543

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

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

(*) Ver notas 2.5 (vii) y 6.4.

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

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación, se detalla información financiera al 30 de junio 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 30.06.2023									
	% 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%	4.392	2.075	897	352	2.003	(418)	1.585	(1.056)	529
Enel X Way Brasil S.A.	20,00%	884	241	1.156	-	761	(1.058)	(297)	9	(288)
Enel X Way Perú S.A.C.	20,00%	1.191	291	1.332	-	84	(258)	(174)	10	(164)
Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento	49,00%	3.752	3.237	75	-	234	(429)	(195)	971	776
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	20,00%	3.343	939	921	-	4.949	(3.763)	1.186	300	1.486
Enel X Way Colombia S.A.S.	40,00%	1.571	1.658	22	-	-	(33)	(33)	310	277
Colombia ZE S.A.S.	20,00%	162.837	48.332	163.715	5.816	16.428	(3.453)	12.975	(5.670)	7.305

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 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Bruto	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Activos Intangibles, Bruto	8.742.202	7.710.188
Servidumbre y Derechos de Agua	53.339	46.198
Concesiones	7.617.117	6.588.886
Costos de Desarrollo	20.567	18.983
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	153.556	148.619
Programas Informáticos	682.584	702.257
Otros Activos Intangibles Identificables	94.510	90.853
Costos de Contratos	120.529	114.392

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Amortización y Deterioro	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(4.673.849)	(4.087.068)
Servidumbre y Derechos de Agua	(19.203)	(15.931)
Concesiones	(4.364.712)	(3.800.591)
Costos de Desarrollo	(9.107)	(7.857)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(29.721)	(27.390)
Programas Informáticos	(184.530)	(181.238)
Otros Activos Intangibles Identificables	(54.750)	(52.384)
Costos de Contratos	(11.826)	(1.677)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Neto	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Activos Intangibles, Netos	4.068.353	3.623.120
Servidumbre y Derechos de Agua	34.136	30.267
Concesiones Neto (1)	3.252.405	2.788.295
Costos de Desarrollo	11.460	11.126
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	123.835	121.229
Programas Informáticos	498.054	521.019
Otros Activos Intangibles Identificables	39.760	38.469
Costos de Contratos	108.703	112.715

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Enel Distribución Río S.A. (*)	534.917	482.964
Enel Distribución Ceará S.A. (*)	530.489	466.508
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (*)	2.059.807	1.709.718
EGP Cachoeira Dourada S.A.	47.246	46.531
Sociedades EGP en Brasil	6.311	6.448
PH Chucás S.A. (*)	44.496	47.193
Enel Fortuna S.A.	27.080	27.624
Enel Green Power Panamá, S.R.L.	2	2
Enel X Brasil	653	-
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	124	114
Enel Green Power Volta Grande	1.280	1.193
TOTAL	3.252.405	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 30 de junio 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	-	-	482.324	-	36.466	-	-	518.790
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	1.365	4.629	266.986	10.866	10.340	2.086	193	296.465
Amortización	(61)	(760)	(224.312)	(2.356)	(20.431)	(1.554)	(4.779)	(254.253)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	502	-	(502)	124	(124)	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	502	-	(502)	124	(124)	-	-	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	(1.409)	-	-	-	-	(1.409)
Retiros de servicio	-	-	(1.409)	-	-	-	-	(1.409)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (Ver Nota 6)	(1.472)	-	-	(6.028)	(86.561)	(630)	-	(94.691)
Hiperinflación Argentina	-	-	(1)	-	37.013	-	-	37.012
Otros incrementos (disminuciones)	-	-	(58.976)	-	332	1.389	574	(56.681)
Total movimientos en activos intangibles identificables	334	3.869	464.110	2.606	(22.965)	1.291	(4.012)	445.233
Saldo final al 30.06.2023	11.460	34.136	3.252.405	123.835	498.054	39.760	108.703	4.068.353

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)	4.381	(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 30 de junio de 2023, las principales adiciones a activos intangibles por concesiones por MUS\$ 482.324 (MUS\$ 237.575 al 31 de diciembre de 2022) provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A., por inversiones en redes y extensiones para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, las cuales se registran en el rubro de concesiones, de acuerdo con lo establecido en CINIIF 12 (Ver Nota 3.d.1).

Las adiciones de activos intangibles por el periodo terminado al 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022 fueron de MUS\$ 518.790 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 30 de junio de 2023 y 2022 ascendió a MUS\$ 856 y MUS\$ 2.658, respectivamente (Ver Nota 34). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 0,93% y 2,34% al 30 de junio de 2023 y 2022, respectivamente.

Durante los periodos terminados al 30 de junio 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\$ 34.766 y MUS\$ 54.929, 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 30 de junio de 2023 y 2022. (Ver Nota 3.e).

Al 30 de junio 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 30 de junio 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	Deterioro	Trespaso a Mantenido para la venta (1)	Saldo Final al 30.06.2023
Enel Distribución Río S.A. (1)	Enel Distribución Río S.A.	152.652	8.392	-	-	161.044	15.212	-	-	-	176.256
Enel Colombia SAS EDP (ex Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.) (2)	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	10.646	(1.710)	-	-	8.936	1.441	-	-	-	10.377
Enel Generación El Chocón S.A. (3)	Enel Generación El Chocón S.A.	20.442	(5.131)	8.066	(17.802)	5.575	(1.728)	2.044	(5.891)	-	-
Enel Distribución Perú S.A. (4)	Enel Distribución Perú	57.824	2.746	-	-	60.570	3.154	-	-	(63.724)	-
EGP Cachoeira Dourada S.A. (5)	EGP Cachoeira Dourada S.A.	55.974	3.077	-	-	59.051	5.578	-	-	-	64.629
Enel Generación Perú S.A. (6)	Enel Generación Perú	108.837	5.169	-	-	114.006	5.935	-	-	(119.941)	-
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	637	-	-	-	4.590
Enel Perú S.A.	Enel Distribución Perú	17	1	-	-	18	1	-	-	(19)	-
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	711	39	-	-	750	71	-	-	-	821
Enel Distribución Ceará S.A. (8)	Enel Distribución Ceará S.A.	76.840	4.225	-	-	81.065	7.658	-	-	-	88.723
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (9)	Enel Distribución Sao Paulo	383.953	21.107	-	-	405.060	38.268	-	-	-	443.328
Enel Brasil S.A. (10) (11)	Enel Brasil S.A.	437.692	24.062	-	-	461.754	43.624	-	-	-	505.378
Enel Green Power Argentina S.A. (10)	Enel Green Power Argentina S.A.	2.015	(846)	-	-	1.169	(363)	-	-	-	806
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	6.862	-	-	-	49.428
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	146	-	-	(2.952)	-
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	126.496	2.044	(5.891)	(262.942)	1.372.552

(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 30 de junio de 2023 (Ver Nota 3.e).

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

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

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

2.- Enel Colombia S.A. E.S.P (ex 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 29,40% de participación adicional del capital social de Edegel S.A.A. (actualmente Enel Generación Perú S.A.A.).

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

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

8.- Enel Distribución Ceará S.A.

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

9.- Enel Distribución Sao Paulo S.A.

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

10.- EGP Centro y Sudamérica

Plusvalías reconocidas como parte de la fusión de Enel Américas con EGP Américas, perfeccionada con fecha 1 de abril de 2021 (ver Nota 5). Estas plusvalías están asignadas a las siguientes sociedades: Enel Green Power Brasil Participacoes Ltda., Enel Green Power Argentina S.A., Enel Green Power Colombia SAS Esp, Enel Green Power Perú S.A., Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A., Enel 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 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	19.183.856	20.636.307
Construcción en Curso	3.216.949	3.048.930
Terrenos	123.792	126.809
Edificios	1.244.658	1.377.612
Plantas y Equipos de Generación	7.441.020	8.308.019
Infraestructura de Red	6.741.076	7.283.165
Instalaciones Fijas y Accesorios	416.361	491.772

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(6.443.833)	(6.954.117)
Edificios	(219.320)	(287.531)
Plantas y Equipos de Generación	(2.610.255)	(2.929.422)
Infraestructura de Red	(3.351.203)	(3.435.973)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(263.055)	(301.191)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	12.740.023	13.682.190
Construcción en Curso	3.216.949	3.048.930
Terrenos	123.792	126.809
Edificios	1.025.338	1.090.081
Plantas y Equipos de Generación	4.830.765	5.378.597
Infraestructura de Red	3.389.873	3.847.192
Instalaciones Fijas y Accesorios	153.306	190.581

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el periodo terminado al 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022, han sido los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	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	857.758	-	907	12	34.080	9.579	902.336
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	119.392	14.602	79.276	448.346	(250.502)	622	411.736
Depreciación	-	-	(20.765)	(112.731)	(97.468)	(17.808)	(248.772)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(489.284)	11.296	56.502	93.321	293.485	34.680	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(489.284)	11.296	56.502	93.321	293.485	34.680	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	-	(4.291)	(1.994)	(1.435)	(7.720)
Retiros	-	-	-	(4.291)	(1.994)	(1.435)	(7.720)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (Ver Nota 6)	(432.068)	(30.446)	(193.452)	(963.104)	(1.073.368)	(83.856)	(2.776.295)
Hiperinflación Argentina	101.418	1.532	12.574	2.371	632.871	21.027	771.793
Otros incrementos (disminución)	10.803	(1)	215	(11.756)	5.577	(84)	4.754
Total movimientos	168.019	(3.017)	(64.743)	(547.832)	(457.319)	(37.275)	(942.167)
Saldo final al 30.06.2023	3.216.949	123.792	1.025.338	4.830.765	3.389.873	153.306	12.740.023

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	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
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(386.422)	(23.142)	(197)	(311.393)	(578.439)	(25.546)	(1.325.139)
Depreciación	-	-	(40.577)	(283.074)	(219.827)	(39.557)	(583.035)
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del período (1)	(3.163)	-	-	(68.725)	-	-	(71.888)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(1.355.764)	3.323	235.537	763.185	331.276	22.443	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(1.355.764)	3.323	235.537	763.185	331.276	22.443	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	(7)	(8.857)	(4.014)	(15.587)	(6.908)	(35.373)
Disposiciones	-	(7)	-	-	(5)	(1)	(13)
Retiros	-	-	(8.857)	(4.014)	(15.582)	(6.907)	(35.360)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios	(128.522)	(17.441)	(29.454)	(230.806)	(52.759)	(90.677)	(549.659)
Hiperinflación Argentina	233.192	10.149	31.129	143.263	736.790	37.867	1.192.390
Otros incrementos (disminución)	(181.634)	14	16.718	(9.019)	169.110	7.588	2.777
Total movimientos	128.837	(27.104)	206.272	(385)	456.117	(79.075)	684.662
Saldo final al 31.12.2022	3.048.930	126.809	1.090.081	5.378.597	3.847.192	190.581	13.682.190

(1) Ver literal iv) 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\$902.336 y MUS\$ 2.054.589 por el periodo terminado al 30 de junio 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\$ 196.358 (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\$ 491.232 (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\$ 172.526 al 30 de junio 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 30 de junio de 2023 y 2022 ascendió a MUS\$ 24.345 y MUS\$ 21.958, respectivamente (Ver Nota 34). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 5,27% y 3,34% al 30 de junio 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 30 de junio de 2023 y 2022 ascendió a MUS\$ 53.929 y MUS\$ 64.145, respectivamente.

c) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 30 de junio de 2023, compromisos de adquisición de bienes de propiedades, planta y equipo por MUS\$ 978.658 (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 30 de junio de 2023, el monto de propiedades, planta y equipo del Grupo gravados como garantía de pasivos es de MUS\$ 5.185 (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\$ 916.590), 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\$ 366.636). 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 30 de junio 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	723	3.514	69	4.306
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	8.582	6.928	4.798	20.308
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (ver nota 6)	-	(36.282)	(129.957)	(166.239)
Depreciación	(1.881)	(5.893)	(11.581)	(19.355)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	-	638	(638)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	638	(638)	-
Hiperinflación Argentina	-	(5)	-	(5)
Otros incrementos (disminución)	-	(1.935)	(707)	(2.642)
Total movimientos	7.424	(33.035)	(138.016)	(163.627)
Saldo final al 30.06.2023	91.923	60.167	30.222	182.312

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	-	-	-	-
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 30 de junio 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 30.06.2023			al 31.12.2022		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
Hasta un año	31.684	8.208	23.476	50.461	15.556	34.905
Más de un año y no más de dos años	23.038	6.740	16.298	37.025	16.362	20.663
Más de dos años y no más de tres años	22.762	5.712	17.050	32.110	14.177	17.933
Más de tres años y no más de cuatro años	16.705	4.189	12.516	30.474	12.497	17.977
Más de cuatro años y no más de cinco años	11.569	3.367	8.202	20.927	11.162	9.765
Más de cinco años	119.078	5.577	113.501	126.571	16.223	110.348
Total	224.836	33.793	191.043	297.568	85.977	211.591

b) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

El estado de resultados consolidados por los periodos terminados al 30 de junio de 2023 y 2022 incluyen gastos de MUS\$ 295 y MUS\$ 229 respectivamente, correspondientes a pagos por arrendamientos de corto plazo por un monto de MUS\$ 295 en 2023 y MUS\$ 229 en 2022, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16 (ver Nota 3.f).

Al 30 de junio de 2022 y 31 de diciembre de 2022 los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Hasta un año	237	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	237	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 30 de junio 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	(369.325)	(377.846)
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)	-	349
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	17.087	15.097
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(352.238)	(362.400)
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(8.583)	37.213
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	(8.583)	37.213
Gasto por impuestos a las ganancias	(360.821)	(325.187)

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 30 de junio 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		819.852		947.422
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(27,00%)	(221.359)	(27,00%)	(255.805)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(14,63%)	(119.964)	(9,04%)	(85.685)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	5,87%	48.109	5,05%	47.808
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(10,33%)	(84.694)	(4,92%)	(46.602)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	2,08%	17.087	1,59%	15.097
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	(17,01%)	(139.462)	(7,32%)	(69.382)
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias	(44,01%)	(360.821)	(34,32%)	(325.187)

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 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Activos/(Pasivos) por Impuestos Diferidos	al 30.06.2023		al 31.12.2022	
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
Depreciaciones	7.973	(435.584)	13.274	(843.377)
Amortizaciones	3.644	(11.859)	3.503	(27.066)
Obligaciones por beneficios post-empleo	552.398	(196)	441.819	(173)
Revaluaciones de instrumentos financieros	152.841	(56.249)	116.087	(56.492)
Pérdidas Fiscales	201.413	-	228.197	-
Provisiones	723.513	(665.423)	687.047	(542.762)
Provisión Contingencias Civiles	65.718	-	57.620	-
Provisión Contingencias Trabajadores	52.287	-	46.818	-
Provisión Cuentas incobrables	323.025	-	282.767	-
Provisión Cuentas de Recursos Humanos	14.904	-	15.322	-
Activos Financieros CINIIF 12	-	(428.837)	-	(339.262)
Otras Provisiones	267.579	(236.586)	284.520	(203.500)
Otros Impuestos Diferidos	461.526	(728.919)	314.349	(500.235)
Ajuste por Inflación - Argentina	-	(221.401)	-	(223.746)
Otros Impuestos Diferidos	461.526	(507.518)	314.349	(276.489)
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos antes de compensación	2.103.308	(1.898.230)	1.804.276	(1.970.105)
Compensación de activos/(pasivos) por impuestos diferidos	(1.152.223)	1.152.223	(940.053)	940.053
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos después de compensación	951.085	(746.007)	864.223	(1.030.052)

El origen y movimientos de los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados al 30 de junio 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	Movimientos					Saldo neto al 30.06.2023
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Transferencias a grupos de activos clasificados como mantenidos para la venta (*)	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
Depreciaciones	(830.103)	8.691	-	291.783	102.053	(35)	(427.611)
Amortizaciones	(23.563)	(181)	-	-	(708)	16.237	(8.215)
Obligaciones por beneficios post-empleo	441.646	(16.146)	81.768	-	40.732	4.202	552.202
Revaluaciones de instrumentos financieros	59.595	22.822	14.604	(11.693)	14.995	(3.731)	96.592
Pérdidas Fiscales	228.197	(28.788)	-	(28.291)	13.100	17.195	201.413
Provisiones	144.285	(47.052)	-	(14.153)	(7.181)	(17.809)	58.090
Provisión Contingencias Civiles	57.620	6.419	-	(1.104)	2.116	667	65.718
Provisión Contingencias Trabajadores	46.818	4.231	-	(388)	1.616	10	52.287
Provisión Cuentas Incobrables	282.767	34.194	-	(2.414)	18.039	(9.561)	323.025
Provisión Cuentas de Recursos Humanos	15.322	758	-	(2.246)	1.109	(39)	14.904
Activos Financieros CINIIF 12	(339.262)	(45.477)	-	-	(27.830)	(16.268)	(428.837)
Otras Provisiones	81.020	(47.177)	-	(8.001)	(2.231)	7.382	30.993
Otros Impuestos Diferidos	(185.886)	52.071	505	5.098	55.063	(194.244)	(267.393)
Ajuste por inflación - Argentina	(223.746)	(15.305)	-	5.386	(6.407)	18.671	(221.401)
Otros Impuestos Diferidos	37.860	67.376	505	(288)	61.470	(212.915)	(45.992)
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	(165.829)	(8.583)	96.877	242.744	218.054	(178.185)	205.078

(*) Ver nota 6

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	Saldo neto al 01.01.2022	Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Movimientos			Saldo neto al 31.12.2022
				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 Goías)	(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 30 de junio de 2023, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de MUS\$ 60.735 (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 30 de junio de 2023 asciende a MUS\$ 2.464.908 (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 30 de junio de 2023, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a MUS\$ 6.377.181 (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 - 2022
Brasil	2018 - 2022
Chile	2020 - 2022
Colombia	2016 - 2022
Costa Rica	2019 - 2022
Guatemala	2018 - 2022
Panamá	2018 - 2022
Perú	2018 - 2022

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 30 de junio de 2023 y 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	2023			2022 (Reexpresado)		
	Importe antes de impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
Activos Financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(9.790)	-	(9.790)	1.012	(522)	490
Cobertura de Flujos de efectivo	(76.044)	12.171	(63.873)	(43.149)	4.175	(38.974)
Diferencias de cambio por conversión	928.996	-	928.996	380.024	-	380.024
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	(254.537)	81.797	(172.740)	(36.673)	17.502	(19.171)
Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	586.713	93.968	680.681	301.214	21.155	322.369

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales por los periodos terminados al 30 de junio 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	96.877	23.583
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales de Operaciones Discontinuas	(2.909)	(2.428)
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado Integral	93.968	21.155

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

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

- e) En Argentina, el 16 de junio de 2021, el Poder Ejecutivo Nacional promulgó y 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\$	Pagan 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 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corriente		No corriente	
	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Préstamos que devengan intereses	1.447.188	1.191.605	4.747.286	5.132.513
Instrumentos derivados de cobertura (*)	294.522	120.250	219.045	137.607
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	159	2.024	-	1.005
Total	1.741.869	1.313.879	4.966.331	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 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corriente		No corriente	
	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Préstamos bancarios garantizados	77.763	122.363	917.261	1.064.753
Préstamos bancarios no garantizados	552.708	560.550	1.505.883	1.619.771
Obligaciones con el público no garantizadas	641.886	350.555	2.195.286	2.334.355
Obligaciones con el público garantizadas	173.958	157.310	128.856	113.634
Otros préstamos	873	827	-	-
Total	1.447.188	1.191.605	4.747.286	5.132.513

El desglose por monedas y vencimientos de los préstamos bancarios al 30 de junio 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 30.06.2023							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\$	4,92%	4,83%	Sin Garantía	-	64.145	64.145	-	-	-	-	-	-	-	-
Chile	CLP	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Argentina	ARS	58,00%	45,00%	Con Garantía	-	79	79	-	-	-	-	-	-	-	-
Brasil	US\$	6,43%	6,17%	Con Garantía	12.102	11.205	23.307	162.614	23.828	23.828	23.828	111.983	336.081	525.225	
Brasil	BRL	10,19%	10,11%	Con Garantía	10.944	31.757	42.701	42.189	43.199	44.146	42.810	352.881	525.225		
Brasil	EUR	2,28%	2,28%	Con Garantía	-	11.298	11.298	11.298	7.052	7.052	7.052	23.501	55.955		
Brasil	US\$	3,44%	3,42%	Sin Garantía	47.125	152.196	199.321	184.413	117.182	115.974	15.488	139.643	672.700		
Brasil	BRL	8,54%	8,35%	Sin Garantía	3	58.602	58.605	9	9	9	9	15	51		
Colombia	COP	0,00%	0,00%	Con Garantía	286	92	378	-	-	-	-	-	-		
Colombia	COP	13,93%	13,31%	Sin Garantía	53.939	176.697	230.636	46.717	180.977	198.257	387.682	119.499	933.132		
Total					124.400	506.071	630.471	437.240	372.247	389.266	476.869	747.522	2.423.144		

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	669.947
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 30 de junio de 2023 asciende a MUS\$ 3.686.895 (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	al 30.06.2023									
											Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento				Total No Corriente		
											Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dee a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años		Más de Cinco Años	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 III	Canadá	US\$	1.44%	1.43%	Al Vencimiento	Si	214	-	214	37.163	-	-	-	-	-	37.163
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 IV	Canadá	US\$	1.44%	1.43%	Al Vencimiento	Si	106	-	106	22.296	-	-	-	-	-	22.296
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Contrato - Semáforo	Brasil	BRL	9.47%	9.46%	Mensual	Si	1.208	3.550	4.758	5.353	5.353	4.461	-	-	-	20.570
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Contrato - Outras regiões	Brasil	BRL	9.47%	9.46%	Mensual	Si	1.084	3.185	4.269	4.825	4.825	4.021	-	-	-	18.496
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Finep - Coelce	Brasil	BRL	8.29%	8.28%	Mensual	No	3	7	10	9	9	9	-	15	51	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131 II - Coelce	Francia	US\$	2.21%	2.20%	Al Vencimiento	No	132	23.646	23.778	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 - Coelce IV	Canadá	US\$	2.19%	2.18%	Al Vencimiento	No	40.696	-	40.696	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Sumitomo 4131 - Coelce	Japón	US\$	2.19%	2.18%	Al Vencimiento	No	220	-	220	50.356	-	-	-	-	-	60.356
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Citibank 4131 - Coelce	E.U.U.	US\$	6.65%	6.53%	Al Vencimiento	No	1.025	-	1.025	55.392	-	-	-	-	-	65.392
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 - Coelce V	Canadá	US\$	5.66%	5.65%	Al Vencimiento	No	672	-	672	-	-	44.405	-	-	-	44.405
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 - Coelce VI	Canadá	US\$	5.66%	5.65%	Al Vencimiento	No	141	-	141	-	24.080	-	-	-	-	24.080
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile		Línea Sobregiro (Banco Santander)	Chile	CLP	6.00%	6.00%	Al Vencimiento	No	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Finep - 2º protocolo	Brasil	BRL	6.29%	6.28%	Mensual	Si	698	1.793	2.491	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131 II - Eletropaulo	Francia	US\$	1.76%	1.76%	Al Vencimiento	No	238	44.328	44.566	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131 III - Eletropaulo	Francia	US\$	2.04%	2.03%	Al Vencimiento	No	333	84.223	84.556	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 II - Eletropaulo	Canadá	US\$	2.38%	2.37%	Al Vencimiento	No	112	-	112	39.715	-	-	-	-	-	39.715
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131 IV - Eletropaulo	Francia	BRL	8.78%	8.41%	Al Vencimiento	No	-	58.595	58.595	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 III - Eletropaulo	Canadá	US\$	2.69%	2.68%	Al Vencimiento	No	499	-	499	-	-	56.081	-	-	-	66.081
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	MUFG 4131 - Eletropaulo	Japón	US\$	2.13%	2.12%	Al Vencimiento	No	253	-	253	38.950	-	-	-	-	-	38.950
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 IV	Canadá	US\$	2.44%	2.43%	Al Vencimiento	No	576	-	576	-	77.821	-	-	-	-	77.821
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 Itau 26 Mud	Luxemburgo	US\$	3.99%	3.98%	Al Vencimiento	No	334	-	334	-	2.014	2.014	2.014	-	-	17.919
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 Itau 104 Mud	Luxemburgo	US\$	3.73%	3.72%	Al Vencimiento	No	1.281	-	1.281	-	8.044	8.051	8.051	-	-	70.592
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 14 Mud	Luxemburgo	US\$	4.76%	4.75%	Al Vencimiento	No	125	-	125	-	1.085	1.085	1.085	-	-	10.324
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 56 Mud	Luxemburgo	US\$	4.63%	4.62%	Al Vencimiento	No	487	-	487	-	4.338	4.338	4.338	-	-	40.808
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	13.88%	13.43%	Semestral	No	9.984	7.983	17.967	15.965	-	-	-	-	-	15.965
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	5.84%	5.72%	Al Vencimiento	No	482	-	482	-	-	51.487	-	-	-	51.487
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	13.88%	13.21%	Al Vencimiento	No	642	-	642	-	-	-	23.948	-	-	23.948
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A.	Colombia	COP	15.72%	15.15%	Al Vencimiento	No	2.096	95.791	97.887	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A.	Colombia	COP	14.47%	13.59%	Mensual	No	228	612	840	817	681	-	-	-	-	1.498
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Scotiabank Colpatría S.A.	Colombia	COP	14.05%	13.22%	Al Vencimiento	No	1.630	-	1.630	-	95.791	-	-	-	-	95.791
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	Colombia	COP	0.00%	0.00%	Mensual	Si	74	-	74	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	Colombia	COP	0.00%	0.00%	Mensual	Si	147	49	196	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	Colombia	COP	0.00%	0.00%	Mensual	Si	65	43	108	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	Colombia	COP	13.06%	12.34%	Mensual	No	279	364	643	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	Colombia	COP	13.06%	12.34%	Mensual	No	64	104	168	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	13.67%	12.88%	Anual	No	17.803	-	17.803	14.369	14.369	-	-	-	-	43.107
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	13.92%	13.46%	Al Vencimiento	No	745	-	745	-	-	62.264	-	-	-	62.264
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	14.80%	14.29%	Al Vencimiento	No	3.970	-	3.970	-	-	-	114.949	-	-	114.949
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	13.73%	13.29%	Anual	No	1.414	-	1.414	11.974	11.974	11.974	-	-	-	35.870
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	14.42%	13.70%	Anual	No	4.013	-	4.013	3.592	3.592	3.592	-	-	-	10.776
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	14.74%	13.99%	Al Vencimiento	No	2.447	-	2.447	-	-	-	98.425	-	-	98.425
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	14.11%	13.42%	Al Vencimiento	No	428	-	428	-	-	-	35.921	-	-	35.921
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	14.09%	13.40%	Al Vencimiento	No	143	-	143	-	-	47.895	-	-	-	47.895
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	14.83%	14.07%	Al Vencimiento	No	267	-	267	-	-	-	-	-	21.313	21.313
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	16.05%	15.45%	Al Vencimiento	No	1.184	-	1.184	-	-	-	-	-	86.212	86.212
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	13.51%	13.08%	Al Vencimiento	No	267	71.843	72.110	-	-	-	-	-	-	-

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 30.06.2023										
											Vencimiento			Vencimiento				Total No Corriente			
											Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dee a Tres Años	Tre a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años		Más de Cinco Años		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Mufy bank	Japón	COP	16.77%	16.12%	Anual	No	5,854	-	5,854	-	54,571	54,571	54,571	-	-	163,713	
Extranjero	Enel Perú S.A.C	Perú	Extranjero	Scotiabank	Perú	US\$	4.92%	4.83%	Al Vencimiento	No	-	64,145	64,145	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Extranjero	Hidroinvest	Argentina	ARS	58.00%	45.00%	Al Vencimiento	Si	-	79	79	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Económico Social	Brasil	BRL	9.13%	8.98%	Mensual	Si	300	900	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	7,802	12,602	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Económico Social	Brasil	BRL	9.75%	9.46%	Mensual	Si	367	1,100	1,467	1,467	1,467	1,467	1,467	1,467	13,202	19,070	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Económico Social	Brasil	BRL	9.53%	9.30%	Mensual	Si	186	582	768	838	914	996	1,085	1,085	5,911	9,744	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Económico Social	Brasil	BRL	9.13%	8.98%	Mensual	Si	318	1,020	1,338	1,272	1,272	1,272	1,272	1,272	8,746	13,834	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Económico Social	Brasil	BRL	9.13%	8.98%	Mensual	Si	74	223	297	298	298	298	298	298	1,861	3,063	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Económico Social	Brasil	BRL	9.13%	8.98%	Mensual	Si	318	955	1,273	1,274	1,274	1,274	1,274	7,960	13,056		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Económico Social	Brasil	BRL	9.13%	8.98%	Mensual	Si	320	960	1,280	1,280	1,280	1,280	1,280	7,998	13,118		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Económico Social	Brasil	BRL	9.58%	9.30%	Mensual	Si	243	730	973	973	973	973	973	8,756	12,648		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Económico Social	Brasil	BRL	9.53%	9.30%	Mensual	Si	167	523	690	753	820	894	973	5,296	8,736		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Económico Social	Brasil	BRL	9.58%	9.30%	Mensual	Si	317	951	1,268	1,268	1,268	1,268	1,268	11,414	16,486		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Económico Social	Brasil	BRL	9.13%	8.98%	Mensual	Si	301	902	1,203	1,203	1,203	1,203	1,203	7,822	12,634		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Económico Social	Brasil	BRL	9.06%	8.80%	Mensual	Si	539	1,616	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155	16,161	24,781		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Económico Social	Brasil	BRL	8.88%	8.62%	Mensual	Si	502	1,505	2,007	2,007	2,007	2,007	2,007	15,054	23,082		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Económico Social	Brasil	BRL	9.42%	9.14%	Mensual	Si	950	2,849	3,799	3,799	3,799	3,799	3,799	25,325	40,621		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Italia	US\$	7.74%	7.49%	Semestral	Si	582	582	1,164	1,165	1,165	1,165	1,165	4,659	9,319		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Italia	US\$	7.74%	7.49%	Semestral	Si	874	874	1,748	1,747	1,747	1,747	1,747	6,989	13,977		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Italia	US\$	7.74%	7.49%	Semestral	Si	582	582	1,164	1,165	1,165	1,165	1,165	4,659	9,319		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A. - Milan Branch	Italia	US\$	7.74%	7.49%	Semestral	Si	538	494	1,032	1,031	1,031	1,031	1,031	4,168	8,232		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A. - Milan Branch	Italia	US\$	7.74%	7.49%	Semestral	Si	806	740	1,546	1,547	1,547	1,547	1,547	6,253	12,441		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A. - Milan Branch	Italia	US\$	7.74%	7.49%	Semestral	Si	536	489	1,025	1,026	1,026	1,026	1,026	4,149	8,233		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Société de Promotion et de Participation Pour la Coopération Economique S.A.	Francia	EUR	2.28%	2.28%	Semestral	Si	-	3,228	3,228	3,228	2,015	2,015	2,015	6,715	16,988		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Société de Promotion et de Participation Pour la Coopération Economique S.A.	Francia	EUR	2.28%	2.28%	Semestral	Si	-	4,842	4,842	4,842	3,022	3,022	3,022	10,072	23,980		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Société de Promotion et de Participation Pour la Coopération Economique S.A.	Francia	EUR	2.28%	2.28%	Semestral	Si	-	3,228	3,228	3,228	2,015	2,015	2,015	6,715	16,988		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	10.15%	10.14%	Mensual	Si	113	360	473	518	562	609	634	11,531	13,854		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	11.12%	11.11%	Mensual	Si	200	545	745	733	748	759	760	8,719	11,719		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	11.12%	11.11%	Mensual	Si	227	645	872	870	884	905	926	9,227	12,812		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	11.20%	11.19%	Mensual	Si	223	551	774	741	756	767	768	8,815	11,847		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	10.71%	10.70%	Mensual	Si	217	574	791	788	781	778	792	9,831	12,970		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	11.13%	11.12%	Mensual	Si	216	605	821	814	814	829	828	9,611	12,896		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	11.12%	11.11%	Mensual	Si	196	533	729	692	702	727	727	8,829	11,678		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	11.12%	11.11%	Mensual	Si	183	509	692	668	664	665	656	8,134	10,787		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	11.12%	11.11%	Mensual	Si	193	536	729	718	716	712	729	9,733	12,608		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	11.35%	11.34%	Mensual	Si	65	160	225	239	270	309	353	11,315	12,486		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	11.35%	11.34%	Mensual	Si	44	105	149	161	185	216	252	8,830	9,644		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	11.35%	11.34%	Mensual	Si	43	102	145	158	184	216	255	8,825	9,638		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	11.35%	11.34%	Mensual	Si	43	102	145	158	184	216	254	8,804	9,616		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	11.35%	11.34%	Mensual	Si	45	108	153	164	188	220	259	8,686	9,517		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	9.62%	9.61%	Mensual	Si	202	570	772	795	835	889	846	7,822	11,187		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	10.66%	10.65%	Mensual	Si	214	610	824	837	862	881	868	7,936	11,384		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	10.66%	10.65%	Mensual	Si	213	607	820	830	854	906	862	7,899	11,361		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	10.66%	10.65%	Mensual	Si	213	607	820	830	855	907	862	7,902	11,366		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	10.66%	10.65%	Mensual	Si	205	580	785	820	860	916	871	8,059	11,626		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	12.12%	12.11%	Mensual	Si	-	-	-	346	593	728	787	19,532	21,986		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	12.12%	12.11%	Mensual	Si	-	-	-	346	593	728	787	19,532	21,986		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	San 4131 EGP- 1	España	US\$	8.09%	7.49%	Semestral	Si	1,878	1,458	3,336	4,177	4,177	4,177	4,176	15,263	31,970		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	China 4131 EGP- 1	Italia	US\$	8.09%	7.49%	Semestral	Si	2,173	2,175	4,346	4,347	4,347	4,346	4,346	23,909	41,295		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	San 4131 EGP- 2	España	US\$	8.09%	7.76%	Semestral	Si	1,867	1,869	3,736	3,735	3,736	3,735	3,735	20,547	36,488		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	China 4131 EGP- 2	Inglaterra	US\$	8.09%	7.76%	Semestral	Si	1,943	1,945	3,888	3,887	3,887	3,887	3,887	21,387	39,935		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131	Canadá	US\$	1.96%	1.96%	Semestral	Si	-	-	-	69,324	-	-	-	-	-	69,324	
Total													124,400	606,071	630,471	437,240	372,247	389,266	478,869	747,822	2,423,144

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreditada	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreditada	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	Dee a Trece 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	3.51%	3.00%	Mensual	Si	392	261	653	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A	Brasil	Extranjero	Scottiabank 4131 III	Canadá	US\$	1.48%	1.47%	Al Vencimiento	Si	213	-	213	-	36.467	-	-	-	-	36.467
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A	Brasil	Extranjero	Scottiabank 4131 IV	Canadá	US\$	1.48%	1.47%	Al Vencimiento	Si	108	-	108	-	21.880	-	-	-	-	21.880
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A	Brasil	Extranjero	Bndes Capex 12 Finame	Brasil	BRL	3.47%	3.00%	Mensual	Si	196	195	391	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil (Bond d)	E.E.U.U.	US\$	2.93%	2.57%	Al Vencimiento	Si	13	-	13	1.128	-	-	-	-	-	1.128
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil (Bond pl)	E.E.U.U.	US\$	6.37%	6.07%	Al Vencimiento	Si	21	-	21	1.616	-	-	-	-	-	1.616
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A	Brasil	Extranjero	BNB Contrato - Semáforo	Brasil	BRL	8.70%	8.69%	Mensual	Si	1.127	3.302	4.429	4.866	4.866	4.866	4.866	1.622	21.086	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A	Brasil	Extranjero	BNB Contrato - Outras regídes	Brasil	BRL	8.70%	8.69%	Mensual	Si	1.012	2.963	3.975	4.385	4.385	4.385	4.385	1.462	18.002	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A	Brasil	Extranjero	Finep - Coelce	Brasil	BRL	8.21%	8.20%	Mensual	No	5	13	18	18	18	18	18	37	109	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A	Brasil	Extranjero	Scottiabank 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	Scottiabank 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	Scottiabank 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	Scottiabank 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	Scottiabank 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	Scottiabank 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	Chile	CLP	6.00%	6.00%	Al Vencimiento	No	1	-	1	-	-	-	-	-	-	
94.271.000-3	Enel Américas S.A	Chile	Extranjero	BBVA S.A. New York Branch (agente)	E.E.U.U.	US\$	5.47%	5.47%	Al Vencimiento	No	32	-	32	24.150	-	-	-	-	-	24.150
94.271.000-3	Enel Américas S.A	Chile	Extranjero	The Bank of Nova Scotia	E.E.U.U.	US\$	5.47%	5.47%	Al Vencimiento	No	-	-	-	31.500	-	-	-	-	-	31.500
94.271.000-3	Enel Américas S.A	Chile	Extranjero	Sumitomo Mitsui Banking	E.E.U.U.	US\$	5.47%	5.47%	Al Vencimiento	No	-	-	-	24.150	-	-	-	-	-	24.150
94.271.000-3	Enel Américas S.A	Chile	Extranjero	Bank of America N.A.	E.E.U.U.	US\$	5.47%	5.47%	Al Vencimiento	No	-	-	-	12.600	-	-	-	-	-	12.600
94.271.000-3	Enel Américas S.A	Chile	Extranjero	Citibank NA	E.E.U.U.	US\$	5.47%	5.47%	Al Vencimiento	No	-	-	-	12.600	-	-	-	-	-	12.600
94.271.000-3	Enel Américas S.A	Chile	Extranjero	Commitment Fee (BBVA NY)	E.E.U.U.	US\$	0.38%	0.38%	Trimestral	No	4	-	4	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A	Brasil	Extranjero	Finep - 2º protocolo	Brasil	BRL	6.21%	6.20%	Mensual	Si	544	2.087	2.631	916	-	-	-	-	-	916
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A	Brasil	Extranjero	BNP 4131 II - Eletropaulo	Francia	US\$	1.81%	1.80%	Al Vencimiento	No	234	-	234	43.497	-	-	-	-	-	43.497
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A	Brasil	Extranjero	BNP 4131 III - Eletropaulo	Francia	US\$	2.08%	2.07%	Al Vencimiento	No	331	-	331	82.644	-	-	-	-	-	82.644
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A	Brasil	Extranjero	Scottiabank 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	Scottiabank 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\$	2.08%	2.08%	Al Vencimiento	No	248	-	248	38.220	-	-	-	-	-	38.220
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A	Brasil	Extranjero	Scottiabank 4131 IV	Canadá	US\$	2.48%	2.47%	Al Vencimiento	No	565	-	565	-	73.288	-	-	-	-	73.288
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A	Brasil	Extranjero	7ª emissão de Notas Promissórias - 3ª série	Brasil	BRL	13.54%	13.53%	Al Vencimiento	No	9.070	-	9.070	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A	Brasil	Extranjero	BEI 4131 Itau 26 Mud	Luxemburgo	US\$	3.95%	3.94%	Al Vencimiento	No	325	-	325	-	19.76	1.976	1.976	17.853	23.781	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A	Brasil	Extranjero	BEI 4131 Itau 104 Mud	Luxemburgo	US\$	3.79%	3.78%	Al Vencimiento	No	1.247	-	1.247	-	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\$	3.80%	3.55%	Al Vencimiento	No	96	31.053	31.149	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bank of Nova Scotia	Colombia	COP	0.90%	0.90%	Al Vencimiento	No	60.695	-	60.695	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bank of Nova Scotia	Canadá	COP	0.90%	0.90%	Al Vencimiento	No	92	41.665	41.757	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	11.92%	11.43%	Trimestral	No	484	-	484	-	-	-	20.623	-	-	20.623
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	5.80%	5.72%	Al Vencimiento	No	416	-	416	-	-	44.340	-	-	-	44.340
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	10.97%	10.69%	Semestral	No	91	6.874	6.965	13.748	6.874	-	-	-	-	20.622
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A.	Colombia	COP	12.65%	11.97%	Mensual	No	197	527	724	703	702	233	-	-	-	1.638
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Scottiabank 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

b) Obligaciones con el Público No Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público No Garantizadas al 30 de junio 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 30.06.2023								
				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	-	4.338	4.338	-	-	593.195	-	-	593.195
Brasil	BRL	14.15%	Sin Garantía	28.854	446.940	475.794	130.678	404.268	-	59.598	533.720	1.128.264
Colombia	COP	13.56%	Sin Garantía	9.233	152.521	161.754	107.764	133.216	-	107.743	125.104	473.827
Total				38.087	603.799	641.886	238.442	537.484	593.195	167.341	658.824	2.195.286

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 - 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	el 30.06.2023										
										Vencimiento			Vencimiento				Total No Corriente			
										Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dee 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	13.70%	13.69%	Anual	108	21.035	21.143	21.100	-	-	-	-	21.100		
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 6ª Emissão - 2 série (CEAR26)	Brasil	BRL	13.91%	13.90%	Anual	197	37.253	37.450	37.253	-	-	-	-	37.253		
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 7ª Emissão - 1 série (COCE27)	Brasil	BRL	12.11%	12.10%	Al Vencimiento	1.036	80.580	81.616	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 8ª Emissão	Brasil	BRL	13.95%	13.94%	Al Vencimiento	1.028	-	1.028	-	-	-	-	132.595	132.595		
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 9ª Emissão	Brasil	BRL	15.33%	15.33%	Al Vencimiento	13.365	-	13.365	-	196.368	-	-	-	196.368		
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 10ª Emissão	Brasil	BRL	15.54%	15.53%	Al Vencimiento	1.736	102.651	104.387	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 11ª Emissão	Brasil	BRL	15.54%	15.53%	Al Vencimiento	-	133.333	133.333	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	COP	17.76%	16.68%	Al Vencimiento	985	-	985	-	46.300	-	-	-	46.300		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E7-17	Colombia	COP	6.46%	6.31%	Al Vencimiento	189	47.895	48.084	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E7-18	Colombia	COP	6.74%	6.58%	Al Vencimiento	698	-	698	47.895	-	-	-	-	47.895		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-18	Colombia	COP	16.39%	15.47%	Al Vencimiento	1.313	-	1.313	-	-	-	-	38.316	38.316		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B5-18	Colombia	COP	15.53%	14.70%	Al Vencimiento	1.292	46.698	47.990	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B10-19	Colombia	COP	16.36%	15.44%	Al Vencimiento	480	-	480	-	-	-	-	47.895	47.895		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E4-2020	Colombia	COP	4.70%	4.62%	Al Vencimiento	279	-	279	59.869	-	-	-	-	59.869		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B7-2020	Colombia	COP	15.11%	14.33%	Al Vencimiento	861	-	861	-	-	-	59.869	-	59.869		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B15-09	Colombia	COP	19.21%	17.96%	Al Vencimiento	330	13.291	13.621	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	COP	16.45%	15.53%	Al Vencimiento	361	-	361	-	-	-	47.874	-	47.874		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	COP	17.98%	16.88%	Al Vencimiento	791	-	791	-	86.916	-	-	-	86.916		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	COP	17.03%	16.04%	Al Vencimiento	779	-	779	-	-	-	-	38.893	38.893		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	COP	16.67%	15.72%	Al Vencimiento	876	44.637	45.513	-	-	-	-	-	-		
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	-	4.333	4.333	-	-	592.337	-	-	592.337		
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª Emissão - 1ª serie	Brasil	BRL	14.56%	14.56%	Anual	2.606	72.088	74.694	72.325	-	-	-	-	72.325		
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª Emissão - 2ª serie	Brasil	BRL	14.48%	14.47%	Al Vencimiento	1.096	-	1.096	-	207.900	-	-	-	207.900		
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 25ª Emissão	Brasil	BRL	11.84%	11.83%	Anual	1.486	-	1.486	-	-	-	-	165.194	165.194		
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 26ª Emissão	Brasil	BRL	15.51%	15.51%	Anual	4.093	-	4.093	-	-	-	59.598	59.447	119.045		
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures 27ª Emissão	Brasil	BRL	13.48%	13.47%	Anual	2.102	-	2.102	-	-	-	-	176.484	176.484		
Total												38.087	603.799	641.886	238.442	537.484	593.195	167.341	658.824	2.195.286

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	108.765
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	7ª emissão de Notas Promissórias - 3ª série	Brasil	BRL	13.54%	13.53%	Al Vencimiento	-	57.730	57.730	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures 27ª Emissão	Brasil	BRL	14.12%	14.11%	Anual	1.895	-	1.895	-	-	-	-	-	152.369	152.369
Total										61.585	288.970	350.555	375.404	283.692	792.843	129.611	752.805	2.334.355	

c) Obligaciones con el Público Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público Garantizadas al 30 de junio 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	al 30.06.2023									
				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	13,66%	Con Garantía	152.850	21.108	173.958	23.014	22.637	22.450	22.206	38.549	128.856	
Total				152.850	21.108	173.958	23.014	22.637	22.450	22.206	38.549	128.856	

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		
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 30.06.2023								
										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
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Debêntures 1ª Emissão (EGVG11) - 1ª Série	Brasil	BRL	11,23%	11,22%	Anual	627	13.478	14.105	14.384	13.890	13.890	13.890	24.540	80.594
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Debêntures 1ª Emissão (EGVG21) - 2ª Série	Brasil	BRL	11,22%	11,21%	Anual	1.337	7.430	8.767	7.966	7.698	7.698	7.697	13.523	44.582
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 23ª Emissão 2ª Série	Brasil	BRL	15,26%	15,15%	Anual	150.886	-	150.886	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	15,50%	15,49%	Semestral	-	90	90	308	483	435	319	381	1.926
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	15,25%	15,24%	Semestral	-	110	110	356	566	427	300	105	1.754
Total										152.850	21.108	173.958	23.014	22.637	22.450	22.206	38.549	128.856

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

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de las obligaciones con el público al 30 de junio de 2023 asciende a MUS\$ 3.362.051 (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 30.06.2023								
									Vencimiento			Vencimiento				Total No Corriente	
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años		Más de Cinco Años
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjera	Banco Daycoval (Factoring por Pagar)	Brasil	BRL	1.31%	Al Vencimiento	873	-	873	-	-	-	-	-	-
Total									873	-	873	-	-	-	-	-	-

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 30 de junio de 2023, del total de la deuda denominada en dólares estadounidenses ("US\$") del Grupo, MUS\$ 28.313 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). Dicha deuda proviene de Enel Generación Perú S.A., Enel Generación Piura S.A. y Chinango, Compañías que se encuentran clasificadas como mantenidas para la venta (ver nota 6.1).

El movimiento al 30 de junio 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	4.694	3.456
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	1.047	2.155
Diferencias de conversión	106	(316)
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	3.870	(1.977)

e) Otros aspectos.

Al 30 de junio de 2023, el Grupo Enel Américas no tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional (MUS\$ 765.000 al 31 de diciembre de 2022).

f) Flujos futuros de deuda no descontados

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

- Resumen de préstamos bancarios por monedas y vencimientos

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	el 30.06.2023									
			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		
Perú	US\$	4.83%	-	64.145	64.145	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	COP	13.31%	65.091	280.192	345.283	169.497	293.802	280.708	430.824	139.980	1.314.811	
Brasil	US\$	4.80%	62.113	147.523	209.636	366.998	145.709	138.210	34.735	144.581	830.233	
Brasil	BRL	9.23%	28.284	184.967	213.251	100.240	112.406	108.592	102.434	769.400	1.193.072	
Brasil	EUR	2.28%	403	12.453	12.856	12.586	8.089	7.920	7.750	24.682	61.027	
Total			155.891	689.280	845.171	649.321	560.006	535.430	575.743	1.078.843	3.999.143	

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 30.06.2023									
			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%	6.317	18.950	25.267	25.266	25.266	609.290	-	-	659.822	
Colombia	COP	13,56%	21.333	209.754	231.087	170.008	176.482	36.691	132.867	154.006	670.054	
Brasil	BRL	13,91%	206.664	634.515	841.179	311.732	555.466	107.698	158.762	743.784	1.877.442	
Total			234.314	863.219	1.097.533	507.006	757.214	753.679	291.629	897.790	3.207.318	

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 30.06.2023									
			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	1,31%	873	-	873	-	-	-	-	-	-	
Total			873	-	873	-	-	-	-	-	-	

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 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corriente		No corriente	
	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Pasivos por arrendamientos	23.476	34.905	167.567	176.686
Total	23.476	34.905	167.567	176.686

21.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos

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	Tipo de Amortización	al 30.06.2023										
									Vencimiento			Vencimiento							Total No Corriente
									Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente	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	8,00%	Mensual	554	1.140	1.694	1.570	1.622	1.676	1.731	14.474	21.073		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Carlos Enrique Giovannetti Mendoza	Colombia	COP	15,24%	Anual	147	5	152	8	9	10	12	1.933	1.972		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Luz Charris y Herederos S.A.S	Colombia	COP	12,51%	Anual	118	8	126	12	13	16	-	2.139	2.180		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	FBM S.A.S.	Colombia	COP	12,09%	Anual	78	5	83	7	8	9	-	1.301	1.325		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Doña Barbara & Cia S.	Colombia	COP	12,09%	Anual	57	4	61	5	6	7	-	962	980		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Rolando Manjares Charris	Colombia	COP	11,26%	Anual	66	8	74	12	13	15	-	1.649	1.689		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	ISA Intercolumbia S.A. E.S.P.	Colombia	COP	7,61%	Mensual	10	14	24	54	-	30	33	698	815		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	C.I. Alliance S.A.	Colombia	COP	10,80%	Mensual	86	132	218	236	260	286	315	3.679	4.776		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Terrapuerto SAS	Colombia	COP	14,01%	Mensual	52	49	101	76	89	104	122	2.034	2.425		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Compañía General	Colombia	COP	12,56%	Mensual	46	55	101	85	97	110	125	1.780	2.197		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Frigorifico Rodeo Ltda.	Colombia	COP	13,32%	Anual	79	5	84	6	7	8	-	1.228	1.249		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Inversiones Macondal S.A.S	Colombia	COP	11,68%	Anual	57	6	63	9	10	11	-	1.304	1.354		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Transportes Especiales Aliados S.A.S	Colombia	COP	4,06%	Mensual	345	1.018	1.363	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Busexpress S.A.	Colombia	COP	8,44%	Mensual	200	573	773	482	-	-	-	-	482		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	ALD Automotive	Colombia	COP	11,19%	Mensual	64	211	275	108	15	-	-	-	123		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	12,33%	Anual	148	14	162	22	23	30	2	4.107	4.184		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	11,37%	Mensual	75	222	297	131	122	91	68	265	677		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	12,78%	Trimestral	3	1	4	1	1	1	1	116	120		
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	BR Properties S/A	Brasil	BRL	15,02%	Mensual	143	776	919	982	1.248	1.464	1.718	6.456	11.888		
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL Locacoes Ltda.	Brasil	BRL	10,50%	Mensual	1.081	5.697	6.778	6.870	8.282	4.641	-	-	10.793		
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Vamos Locacao de Caminhões	Brasil	BRL	12,18%	Mensual	22	116	138	142	174	128	-	-	444		
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	10,98%	Mensual	18	96	114	41	-	-	-	-	41		
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DHL Logistics Ltda.	Brasil	BRL	10,85%	Mensual	201	839	1.040	597	-	-	-	-	597		
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	11,97%	Mensual	246	795	1.041	339	228	4	-	-	571		
Extranjero	EGP Cachoira Dourada S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	14,26%	Mensual	14	51	65	43	54	62	72	161	392		
Extranjero	ENEL X BRASL	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	15,93%	Mensual	15	77	92	70	87	99	115	1.233	1.604		
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Fundacao Coesde de Seguridade Social - Faice	Brasil	BRL	17,92%	Mensual	49	262	311	328	414	481	560	1.955	3.738		
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	11,35%	Mensual	17	92	109	39	-	-	-	-	99		
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	12,94%	Mensual	163	702	865	244	233	249	265	647	1.638		
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	13,91%	Mensual	6	27	33	23	21	24	29	74	171		
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	Fundacao Ampla de Seguridade Social	Brasil	BRL	8,64%	Anual	-	941	941	1.030	1.081	-	-	-	2.111		
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	Lucilia de Oliveira Coelho	Brasil	BRL	14,15%	Mensual	86	464	550	576	719	826	950	2.482	5.553		
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	11,35%	Mensual	21	109	130	46	-	-	-	-	46		
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	13,13%	Mensual	61	284	345	343	416	316	164	663	1.902		
Extranjero	EDESUR	Argentina	Extranjero	Acreedores Varios	Argentina	ARS	0,62%	Mensual	-	50	50	47	-	-	-	-	47		
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	13,91%	Mensual	9	23	32	9	10	13	15	31	78		
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Inversiones Hayat	Panamá	US\$	4,95%	Mensual	131	291	422	145	103	-	-	-	246		
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Panama Car Rental	Panamá	US\$	5,50%	Mensual	92	252	344	81	81	37	-	-	199		
Extranjero	EGP Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Birra S.A.	Guatemala	US\$	7,20%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-	1.433	1.433		
Extranjero	EGP Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	US\$	7,20%	Mensual	9	-	9	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Enel Solar SRL	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	US\$	8,89%	Anual	63	244	307	74	74	74	74	879	1.175		
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	US\$	7,20%	Anual	6	-	6	-	-	-	-	563	569		
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Agriculta Marmosa S.A.	Guatemala	US\$	7,20%	Mensual	25	-	25	-	-	-	-	2.501	2.501		
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	US\$	9,68%	Mensual	14	-	14	-	-	-	-	639	639		
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Agroindustria California, S.A (Pedro Rojas)	Guatemala	US\$	9,68%	Mensual	19	-	19	-	-	-	-	894	894		
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Agropecuaria San Antonio Quenena	Guatemala	US\$	9,68%	Anual	18	-	18	-	-	-	-	850	850		
Extranjero	Progreso Solar S.A.	Panamá	Extranjero	Valentín Lezcano	Panamá	US\$	6,33%	Mensual	12	53	65	67	67	67	67	489	757		
Extranjero	EGP Costa Rica S.A.	Costa Rica	Extranjero	Acreedores Varios	Costa Rica	US\$	8,50%	Mensual	11	34	45	49	53	58	63	343	566		
Extranjero	Generadora Solar Austral	Panamá	Extranjero	Ganadera Paldiva	Panamá	US\$	6,75%	Anual	12	117	129	69	69	69	69	516	792		
Extranjero	Jaguito Solar 10MW, S.A.	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	US\$	6,75%	Anual	3	16	19	32	32	32	32	269	397		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	TS-19 Participacoes Ltda.	Brasil	BRL	14,04%	Mensual	6	32	38	40	50	57	66	104	317		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Estrelao Projotos e Servicos	Brasil	BRL	17,38%	Mensual	5	13	18	16	21	25	29	1.170	1.261		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Marta de Moraes Santos	Brasil	BRL	17,38%	Mensual	7	18	25	23	30	35	42	1.828	1.958		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Localiza Rent a Car S.A.	Brasil	BRL	11,70%	Mensual	275	566	841	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Terra Fundo de Investimento Imobiliario	Brasil	BRL	11,87%	Mensual	4	10	14	13	16	18	20	844	911		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maria José Campos de Lima	Brasil	BRL	18,40%	Anual	-	9	9	24	10	12	14	1.020	1.080		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Agropastori Dos Produtores Rurais da bi	Brasil	BRL	16,75%	Mensual	7	40	47	51	65	77	90	786	1.089		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maria José Campos de Lima	Brasil	BRL	11,65%	Mensual	4	3	7	4	5	6	6	57	78		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Associação Comunitaria e Agropastori dos Pequenos Produtores de Rurais de Bicas II	Brasil	BRL	15,16%	Mensual	5	3	8	6	8	9	9	1.185	1.193		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Associação dos Pequenos Produtores Rurais de Queixo Dantas	Brasil	BRL	11,87%	Mensual	3	6	9	6	9	9	9	1.158	1.181		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Campo Alegre Empreendimentos Rurais Ltda.	Brasil	BRL	11,36%	Mensual	8	12	20	15	19	20	23	2.272	2.349		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Antonio Aparecido de Souza San	Brasil	BRL	13,72%	Mensual	6	1	7	1	2	2	2	549	556		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Casa dos Ventos Energias Renovaveis S/A	Brasil	BRL	14,77%	Mensual	10	5	15	5	6	6	7	955	979		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Calcaria Imap Agro Mineracao Ltda.	Brasil	BRL	13,99%	Mensual	7	3	10	4	5	7	8	1.082	1.106		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Espolio de Cirilo Benvido de Souza	Brasil	BRL	11,68%	Mensual	5	8	13	9	11	13	13	1.857	1.903		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Magalhaes E. Eloy Gestao de Recebive	Brasil	BRL	12,51%	Mensual	6	18	24	21	25	29	33	879	987		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Joao Carlos Ratajczyk	Brasil	BRL	14,44%	Anual	40	45	85	72	84	93	109	-	368		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	NM Navarro Mariano Patrimonial Ltda.	Brasil	BRL	17,09%	Mensual	10	20	30	25	32	39	46	2.038	2.180		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Potengy Energias Renovaveis	Brasil	BRL	13,71%	Mensual	11	18	29	22	27	32	36	982	1.099		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	12,64%	Mensual	588	418	1.006	360	363	396	417	32.047	33.583		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	14,26%	Anual	236	256	492	429	489	549	584	28	2.079		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	10,21%	Semestral	40	59	99	43	34	35	37	1.933	2.082		
Total									6.096	17.441	23.476	16.298	17.060	12.516	8.202	113.601	167.567		

21.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos, continuación

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tipo de Amortización	Vencimiento el 31.12.2022					Total No Corriente		
									Vencimiento							
									Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente	Uno a Doce Años	Doce a Trece Años		Trece a Cuatro Años	Cuatro a 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
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A	Perú	Extranjero	BuildingInmuebles Panamericana S.A.	Perú	PEN	5.19%	Mensual	60	181	241	253	87	-	-	340
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A	Perú	Extranjero	Mareauto Perú S.A	Perú	PEN	7.77%	Mensual	96	239	395	244	-	-	-	244
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A	Perú	Extranjero	Scotiabank	Perú	PEN	6.1%	Trimestral	3	1.558	1.561	779	-	-	-	779
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	USD	6.79%	Al vencimiento	6	68	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
Extranjero	Enel Generación Plura 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
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Carlos Enrique Giovanetty Mendoza	Colombia	COOP	15.28%	Annual	95	-	95	5	5	7	8	1.444
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Luz Charis y Herederos S.A S	Colombia	COOP	11.31%	Annual	88	-	88	-	-	-	-	1.881
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	FBM S.A.S.	Colombia	COOP	11.33%	Annual	52	-	52	-	-	-	-	1.037
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Doña Barbara & Cia S.	Colombia	COOP	11.31%	Annual	38	-	38	-	-	-	-	767
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Rolando Manjares Charis	Colombia	COOP	11.31%	Annual	24	-	24	-	-	-	-	1.361
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	ISA Intercolombia S.A. E.S.P.	Colombia	COOP	7.88%	Mensual	9	13	22	21	23	25	27	613
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	C.I. Alliance S.A.	Colombia	COOP	7.50%	Mensual	76	157	233	222	239	257	276	3.103
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Terrapuerto SAS	Colombia	COOP	7.50%	Mensual	57	108	165	166	178	191	205	2.309
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Compisla General	Colombia	COOP	7.50%	Mensual	46	84	140	133	143	154	166	1.881
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Inversiones Macondal S.A.S.	Colombia	COOP	11.27%	Annual	127	-	127	-	-	-	-	1.066
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Frigorifica Rodos Ltda.	Colombia	COOP	13.11%	Annual	93	-	93	-	-	-	-	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	Busexpress S.A.	Colombia	COOP	9.50%	Mensual	161	481	642	680	71	-	-	761
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	ALD Automotive	Colombia	COOP	9.25%	Mensual	100	163	263	148	30	-	-	178
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COOP	11.79%	Annual	4	79	83	3	5	8	8	1.547
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COOP	6.71%	Mensual	280	220	500	109	95	99	56	257
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COOP	13.41%	Trimestral	5	-	5	1	1	1	1	94
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	BR Properties S/A	Brasil	BRL	16.74%	Mensual	339	586	925	898	1.053	1.235	1.449	6.494
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL Locacoes Ltda	Brasil	BRL	11.02%	Mensual	1.492	4.451	5.943	6.505	7.222	7.466	-	21.193
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Vamos Locacao de Caminhões	Brasil	BRL	11.82%	Mensual	223	154	377	133	150	170	15	468
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	9.97%	Mensual	599	268	867	90	-	-	-	90
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DHL Logística Ltda.	Brasil	BRL	11.41%	Mensual	278	774	1.052	895	79	-	-	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
Extranjero	Enel Generación Perú S.A	Perú	Extranjero	Corp MG	Perú	USD	2.23%	Mensual	150	469	619	653	688	724	762	2.756
Extranjero	Enel Generación Perú S.A	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	PEN	8.29%	Mensual	60	192	252	256	38	-	-	294
Extranjero	Enel Generación Perú S.A	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	USD	2.87%	Mensual	26	77	103	96	22	-	-	116
Extranjero	ENEL YBRASIL	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	11.86%	Mensual	90	67	157	78	73	85	97	621
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Fundacao Ampla de Seguridade Social - Brasiletos	Brasil	BRL	19.53%	Mensual	148	199	347	301	352	408	475	1.945
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	11.61%	Mensual	570	257	827	87	-	-	-	87
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	12.91%	Mensual	195	516	711	325	206	219	230	687
Extranjero	Enel Cien S.A	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	14.17%	Mensual	13	21	34	28	18	20	24	78
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A	Brasil	Extranjero	Fundo de Investimento Imobiliario Patrimonial III	Brasil	BRL	12.24%	Mensual	887	-	887	831	904	1.006	-	2.741
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A	Brasil	Extranjero	Fundacao Coelha de Seguridade Social - Falece	Brasil	BRL	9.35%	Mensual	844	-	844	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	11.61%	Mensual	261	164	425	103	-	-	-	103
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	14.15%	Mensual	305	583	888	850	972	1.072	980	2.424
Extranjero	EDESUR	Argentina	Extranjero	Acreedores Varios	Argentina	ARS	0.62%	Mensual	-	13	13	4	-	-	-	4
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	14.85%	Mensual	4	37	41	8	9	10	12	42
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Inversiones Hyatt	Panamá	USD	4.95%	Mensual	73	220	293	192	192	192	192	960
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Panama Car Rental	Panamá	USD	5.50%	Mensual	47	141	188	93	93	49	-	235
Extranjero	EGP Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Birra S.A.	Guatemala	USD	7.20%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-	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
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	USD	7.20%	Annual	13	-	13	-	-	-	-	660
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Agriculto Marmuba S.A.	Guatemala	USD	7.20%	Mensual	57	-	57	-	-	-	-	2.488
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	USD	9.88%	Mensual	32	-	32	-	-	-	-	827
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Agroindustria California, S.A. (Pedro Rojas)	Guatemala	USD	9.88%	Mensual	45	-	45	-	-	-	-	877
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Agropecuaria San Antonio Quenené	Guatemala	USD	9.88%	Annual	43	-	43	-	-	-	-	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
Extranjero	EGP Perú S.A	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	PEN	9.14%	Mensual	13	40	53	33	-	-	-	33
Extranjero	EGP Perú S.A	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	USD	2.01%	Mensual	52	158	210	125	-	-	-	125
Extranjero	Progreso Solar S.A	Panamá	Extranjero	Valentin Lazcano Castillo	Panamá	USD	6.33%	Mensual	12	37	49	67	67	67	67	545
Extranjero	Generadora Solar Austral	Panamá	Extranjero	Ganadera Paldva	Panamá	USD	6.75%	Mensual	12	37	49	69	69	69	69	578
Extranjero	Iaguato Solar IDMW, S.A.	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	USD	6.75%	Mensual	3	10	13	32	32	32	32	260
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	TS-19 Participacoes Ltda.	Brasil	BRL	14.06%	Mensual	145	25	170	37	43	49	56	120
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Estracao Proietos e Servicos	Brasil	BRL	18.83%	Mensual	20	9	29	15	18	21	25	1.066
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Marta de Moraes Santos	Brasil	BRL	18.83%	Mensual	30	13	43	21	25	29	35	1.663
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Localiza Rent a Car S.A.	Brasil	BRL	12.36%	Mensual	363	1.131	1.494	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Terra Fundo de Investimento Imobiliario	Brasil	BRL	12.54%	Mensual	11	8	19	12	13	15	17	771
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maria José Campos de Lima	Brasil	BRL	14.27%	Mensual	170	3	173	10	11	13	16	943
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Associação Comunitaria a Agropastoril dos Pequenos Produtores de Rurais de Bicas II	Brasil	BRL	15.35%	Mensual	14	4	18	5	5	6	7	1.054
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Associação dos Pequenos Produtores Rurais de Queiro Dantas	Brasil	BRL	12.54%	Mensual	12	4	16	6	7	8	9	1.051
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Campo Alegre Arrendamentos Rurais Ltda.	Brasil	BRL	11.37%	Mensual	18	4	22	14	16	13	15	2.088
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Marcia Petterman Ratajczyk	Brasil	BRL	13.10%	Mensual	22	114	136	124	143	160	157	410
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Fundacao Coelha de Seguridade Social	Brasil	BRL	16.26%	Mensual	16	-	16	-	-	-	-	53
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Antonio Aparecido de Souza San	Brasil	BRL	14.71%	Mensual	63	-	63	1	2	2	2	710
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Casa dos Ventos Energias Renovaveis S/A	Brasil	BRL	17.26%	Mensual	60	1	61	3	3	4	4	753
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Calçario Imap Agro Mineracao Ltda.	Brasil	BRL										

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 30.06.2023								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	14	19	48	-	-	-	-	-	48
Colombia	COP	10.44%	2.897	7.584	10.481	10.440	9.114	8.550	8.004	56.090	92.198	92.198
Brasil	BRL	12.92%	8.072	22.121	30.193	31.864	23.995	19.340	13.927	213.908	303.034	303.034
Panamá	US\$	7.72%	82	1.400	1.482	443	429	415	397	7.506	9.190	9.190
Guatemala	US\$	8.26%	137	416	553	2.126	1.067	1.030	991	6.844	12.058	12.058
Costa Rica	US\$	8.50%	23	68	91	95	95	95	95	412	792	792
Total			11.216	31.603	42.819	45.016	34.700	29.430	23.414	284.760	417.320	417.320

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2022								Total No Corriente	
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento						
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
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	19.642
Perú	PEN	7.39%	523	4.554	5.077	1.964	188	60	50	-	2.262	2.262
Colombia	COP	8.53%	2.395	6.487	8.882	8.450	6.953	6.558	6.198	44.011	72.170	72.170
Brasil	BRL	13.38%	10.223	23.037	33.260	26.078	27.111	22.213	12.365	189.245	277.012	277.012
Panamá	US\$	7.72%	100	1.556	1.656	758	688	614	594	7.401	10.055	10.055
Guatemala	US\$	8.26%	141	425	566	1.758	1.096	1.058	1.019	7.687	12.618	12.618
Costa Rica	US\$	8.50%	24	72	96	98	101	103	105	518	925	925
Total			14.061	38.137	52.218	41.816	38.789	33.224	22.960	257.899	394.688	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 30.06.2023	al 31.12.2022
	%	%
Tasa de interés fija	21%	24%

Este ratio considera sólo operaciones de deuda con terceros y con Enel Finance International, si hubiese.

El control de riesgos a través de procesos e indicadores específicos permite limitar los posibles impactos financieros adversos y, al mismo tiempo, optimizar la estructura de la deuda con un grado adecuado de flexibilidad.

Como es de conocimiento público, la tasa LIBOR en dólares estadounidenses (“Libor”) fue descontinuada el 30 de junio de 2023, y fue sustituida por la tasa de referencia SOFR. Al cierre de junio 2023, el Grupo Enel Américas finalizó exitosamente la transición de Libor-SOFR del 100% de sus contratos financieros, en línea con los estándares de mercado.

22.2 Riesgo de tipo de cambio

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

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos para realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.
- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.
- Flujos desde filiales en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

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

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de cada compañía.

Durante el primer semestre 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 semestre 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 30 de junio de 2023 y 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.

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 30 de junio de 2023, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 2.109.517 en efectivo y otros medios equivalentes. 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 con la regulación vigente en cada país, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado. A la fecha, se están realizando las actividades de corte de suministro con normalidad en todos los países que opera Enel Américas.

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\$ 907.422.

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 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.06.2023			
	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	-	3.173.043	-	-
Instrumentos derivados	359	-	-	4.384
Otros activos de carácter financiero	123.363	37.098	-	-
Total Corriente	123.722	3.210.141	-	4.384
Instrumentos de patrimonio	-	-	15.037	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	634.504	-	-
Instrumentos derivados	71.245	-	-	66.748
Otros activos de carácter financiero	4.257.147	396.991	-	-
Total No Corriente	4.328.392	1.031.495	15.037	66.748
Total	4.452.114	4.241.636	15.037	71.132

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 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.06.2023		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	1.447.188	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	5.334.304	-
Instrumentos derivados	150.558	-	143.964
Otros pasivos de carácter financiero	159	23.476	-
Total Corriente	150.717	6.804.968	143.964
Préstamos que devengan interés	-	4.747.286	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	2.771.497	-
Instrumentos derivados	85.351	-	133.694
Otros pasivos de carácter financiero	-	167.567	-
Total No Corriente	85.351	7.686.350	133.694
Total	236.068	14.491.318	277.658

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 30 de junio 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 30.06.2023				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:	963	75.146	9.015	-	1.043	38.111	29.755	7.814
Cobertura flujos de caja	963	8.564	-	-	1.030	16.830	18.270	-
Cobertura de valor razonable	-	66.582	9.015	-	13	21.281	11.485	7.814
Cobertura de tipo de cambio:	3.780	62.847	285.507	219.045	34.598	89.337	90.495	129.793
Cobertura de flujos de caja	3.780	52.483	239.747	167.084	16.279	73.513	65.912	129.793
Cobertura de valor razonable	-	10.364	45.760	51.961	18.319	15.824	24.583	-
Total	4.743	137.993	294.522	219.045	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 30.06.2023	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)	(69.265)	(43.478)
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(208.977)	(58.934)
SWAP	Tipo de cambio	Dividendos por cobrar	(48.519)	-
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos Operacionales	(5.590)	3.339
FORWARD	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	-	17.321
FORWARD	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	-	(61)
FORWARD	Tipo de cambio	Inversiones de Propiedades, plantas y equipos	(26.410)	(9.596)

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 30 de junio 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 30 de junio de 2023 y 2022.

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

Al 30 de junio 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 30.06.2023				al 31.12.2022			
	Activos Corriente	Activos No Corriente	Pasivos Corriente	Pasivos No Corriente	Activos Corriente	Activos No Corriente	Pasivos Corriente	Pasivos No Corriente
Instrumentos derivados de no cobertura (1)	4.043	-	159	-	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 30 de junio 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 30.06.2023						
		Valor Nominal						
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	Total
Cobertura de tipo de interés:	66.221	68.176	8.000	269.439	8.000	8.000	475.907	837.522
Cobertura de flujos de caja	8.654	68.176	8.000	269.439	8.000	8.000	475.907	837.522
Cobertura de valor razonable	57.567	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	(437.925)	1.783.166	994.843	132.946	132.945	43.875	300.938	3.388.713
Cobertura de flujos de caja	(350.568)	1.567.152	814.398	100.744	79.993	17.742	89.913	2.669.942
Cobertura de valor razonable	(87.357)	216.014	180.445	32.202	52.952	26.133	211.025	718.771
Derivados no designados contablemente de cobertura	3.884	19.341	-	-	-	-	-	19.341
Total	(367.820)	1.870.683	1.002.843	402.385	140.945	51.875	776.845	4.245.576

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Valor Razonable	al 31.12.2022						
		Valor Nominal						
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	Total
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 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.06.2023	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos Financieros :				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	65.791	-	65.791	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	76.945	-	76.945	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	4.043	-	4.043	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	15.037	-	15.037	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	4.383.484	119.323	4.264.161	-
Total	4.545.300	119.323	4.425.977	-
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	407.704	-	407.704	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	106.736	-	106.736	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	159	-	159	-
Total	514.599	-	514.599	-

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 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corriente		No Corriente	
	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía	928.190	826.726	4.631	9.517
Proveedores por compra de combustibles y gas	1.635	14.897	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	1.239.731	1.321.486	35.613	23.392
Cuentas por pagar por compra de activos	106.328	88.478	-	-
Sub total	2.275.884	2.251.587	40.244	32.909
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	285.645	3.289	-	-
Cuentas por pagar con CAMMESA (1)	15.560	662.312	196.926	-
Multas y reclamaciones (2)	36.373	27.168	2.423	6.046
Obligaciones investigación y desarrollo	110.749	114.700	37.357	29.524
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	40.962	48.013	-	-
Cuentas por pagar al personal	126.689	153.249	679	520
PIS/COFINS sobre IVA para ser devueltos al consumidor (3)	383.223	341.380	1.449.216	1.485.493
Pasivo Regulatorio Filiales Brasileñas (4)	645.766	475.463	317.816	327.888
Acuerdo Enel Distribución Sao Paulo con Eletrobras (5)	12.880	67.200	-	10.996
Otras cuentas por pagar	202.366	161.318	74.061	71.274
Sub total	1.860.213	2.054.092	2.078.478	1.931.741
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	4.136.097	4.305.679	2.118.722	1.964.650

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

(1) Al 30 de junio de 2023, en nuestra subsidiaria Edesur, se incluyen MUS\$ 212.486 de cuentas por pagar por compras de energía eléctrica a CAMMESA (MUS\$ 662.312 al 31 de diciembre de 2022). Ver nota 36.6 (ii).

(2) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones por el ejercicio actual y ejercicios anteriores, que nuestra subsidiaria Edesur ha recibido del ente regulador por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública. Estas multas no se han cancelado, ya que algunas están suspendidas por el Acta Acuerdo firmada en el año 2007 con el Gobierno Argentino, el valor de estas multas es actualizado en línea con las variaciones en el Valor Agregado de Distribución debido a los ajustes tarifarios. Al 30 de junio de 2023, se incluye MUS\$ 23.874 (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 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre 2022, se expone en Anexo 4.

25. Provisiones

a) El desglose de las provisiones al 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corriente		No corriente	
	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Por reclamaciones legales (*)	128.103	135.842	567.840	534.231
Por desmantelamiento o restauración (**)	25.446	30.882	68.391	77.896
Provisión Medio Ambiente	6.505	6.521	21.144	17.880
Otras provisiones	15.131	7.165	8.347	9.526
Total	175.185	180.410	665.722	639.533

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

(**) Al 30 de junio 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 30 de junio 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	63.701	1.098	21.131	85.930
Provisión Utilizada	(74.100)	(2.210)	(29.280)	(105.590)
Actualización efectos	31.625	5.556	14.898	52.079
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	41.354	12.622	4.754	58.730
Transferencia P&L	(27.336)	-	(14)	(27.350)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta	(9.374)	(32.007)	(1.454)	(42.835)
Total Movimientos en Provisiones	25.870	(14.941)	10.035	20.964
Saldo final al 30.06.2023	695.943	93.837	51.127	840.907

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

a) Beneficios de prestación definida:

- **Pensión complementaria:** Otorga al beneficiario el derecho a percibir un monto mensual que complementa la pensión que obtiene de acuerdo al régimen establecido por el respectivo sistema de seguridad social.
- **Plan de salud:** De acuerdo con el convenio Colectivo las compañías proporcionan un Plan de Salud para sus trabajadores. Este Beneficio es otorgado a los funcionarios de las compañías brasileñas (Enel Distribución Rio S.A. y Enel Distribución Ceará S.A.) y Enel Colombia.

b) Otros Beneficios:

- **Quinquenios:** Es un beneficio que tienen ciertos empleados cada 5 años y se causa a partir del segundo año, este beneficio es otorgado a los trabajadores de Enel Colombia.
- **Indemnizaciones por años de servicios:** El beneficiario percibe un determinado número de sueldos contractuales en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante un periodo mínimo de tiempo, 5 años, este beneficio es otorgado a los trabajadores de Enel Américas.
- **Cesantías:** Es una prestación social que se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Este beneficio es de causación diaria y se liquida en el momento de terminación del contrato (aunque la ley permite hacer retiros parciales para vivienda y estudio). Rige para los Trabajadores de Enel Colombia.
- **Planes de Educación y Energía:** De acuerdo con el Convenio Colectivo, Enel Colombia otorga a sus trabajadores beneficios de Educación y Tarifa Eléctrica.

c) Beneficios de aportación definida:

La compañía realiza aportaciones definidas con el propósito de que el beneficiario reciba complementos adicionales por pensión de jubilación, invalidez o fallecimiento.

26.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

- a) Al 30 de junio 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 30.06.2023	al 31.12.2022
Obligaciones post empleo	3.773.131	3.219.935
(-) Plan de activos (*)	(2.102.459)	(1.892.080)
Total	1.670.672	1.327.855
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	39.168	57.740
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	4.717	2.826
Total Obligaciones Post Empleo, neto (I)	1.714.557	1.388.421

Conciliación con cuentas contables:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Planes de Pensión	1.634.170	1.311.418
Planes de Salud	59.592	52.955
Otros Planes	20.795	24.048
Total Obligaciones Post Empleo, neto	1.714.557	1.388.421

(*) Los activos afectos se corresponden únicamente con los compromisos de prestación definida otorgados por nuestras subsidiarias radicadas en Brasil (Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A.).

(**) En Enel Distribución Ceará S.A., ciertos planes de pensiones presentan un superávit actuarial por un monto de MUS\$ 39.168 al 30 de junio de 2023 (MUS\$ 44.288 y MUS\$13.452 al 31 de diciembre de 2022 correspondiente a Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Río S.A. respectivamente). Este superávit actuarial no fue reconocido como un activo, de acuerdo con la CINIIF, ya que de acuerdo con las reglas de la Seguridad Social complementaria (SPC) - Resolución CGPC 26/2008, sólo puede ser utilizado por el patrocinador si la reserva para contingencia, en el balance de la Fundación, es reconocida por su porcentaje máximo (25% de las reservas), para garantizar la estabilidad financiera del plan en función de la volatilidad de estas obligaciones. Superando este límite, el excedente podrá ser utilizado por el patrocinador para reducir las aportaciones futuras o ser reembolsado al patrocinador.

(***) En Enel Distribución Río S.A., de acuerdo con lo establecido por la CINIIF 14, al 30 de junio 2023 se registraron MUS\$4.717 (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 periodos terminados el 30 de junio de 2023 y 2022, son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022 (Reexpresado)
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	1.463	1.838
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	165.929	166.001
Ingresos por intereses activos del plan	(99.236)	(98.218)
Costos de Servicios Pasados	-	13
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	3.282	1.296
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	71.438	70.930
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos reconocidos en otros resultados integrales	254.537	36.673
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	325.975	107.603

- c) La presentación del pasivo actuarial neto al 30 de junio 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 Mantenedos para la venta (ver nota 6)	(30.268)
Traspaso del personal	2.320
Diferencias de conversión	50.029
Saldo final al 31.12.2022	1.388.421
Costo Neto por Intereses	69.975
Costos de los Servicios en el Período	1.463
Beneficios Pagados en el Período	(6.520)
Aportaciones del Período	(129.517)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	249.946
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	29.189
Cambios del Límite de Activo	(24.598)
Transferencia a Mantenedos para la venta (ver nota 6)	(4.356)
Traspaso del personal	1.190
Diferencias de conversión	139.364
Saldo final al 30.06.2023	1.714.557

- d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas por los ejercicios terminado al 30 de junio 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	1.463
Costo por intereses	165.929
Aportaciones Efectuadas por los participantes	65
Diferencia de conversión de moneda extranjera	315.009
Contribuciones pagadas	(176.050)
Traspaso a Mantenedos para la venta (ver nota 6)	(4.356)
Traspaso del personal	1.190
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	249.946
Saldo final al 30.06.2023	3.773.131

Al 30 de junio de 2023, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,04% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,06% a 31 de diciembre de 2022), en un 96,69% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (96,74% a 31 de diciembre de 2022), en un 2,95% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (2,52% a 31 de diciembre 2022), en un 0,31% 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	(99.236)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	29.189
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(180.280)
Aportaciones del empleador	(129.517)
Aportaciones pagadas	(65)
Contribuciones pagadas	169.530
Saldo final al 30.06.2023	(2.102.459)

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$				
	al 30.06.2023		al 31.12.2022	
Acciones (renta variable)	243.327	11,57%	234.008	12,37%
Activos de renta fija	1.686.656	80,22%	1.499.608	79,26%
Inversiones inmobiliarias	70.718	3,36%	63.559	3,36%
Otros	101.758	4,84%	94.905	5,02%
Total	2.102.459	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 30.06.2023	al 31.12.2022
Inmuebles	22.962	21.346
Total	22.962	21.346

f) Conciliación Techo del activo:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
Saldo inicial al 01.01.2022	23.804
Intereses de Activo no reconocidos	2.437
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	30.927
Diferencias de Conversión	572
Saldo final al 31.12.2022	57.740
Intereses de Activo no reconocidos	3.129
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	(25.990)
Diferencias de Conversión	4.289
Saldo final al 30.06.2023	39.168

26.3 Otras revelaciones:

- Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre 2022:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Peru (1)
	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2022
Tasas de descuento utilizadas	5,40%	5,40%	9,36% - 9,51%	10,40%	7,84%	9,51%	92,49% - 100,03%	92,49% - 100,03%	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%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	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
Tasa de rotación esperada	5,79%	5,79%	7,09%	7,09%	0,25%	0,25%	1,06%	1,06%	5,62%

(1) Ver Nota 6.

- Sensibilización:**

Al 30 de junio 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\$ 247.155 (MUS\$ 225.962 al 31 de diciembre 2022) en caso de un alza en la tasa y un aumento de MUS\$ 283.530 (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 30 de junio de 2023 y 2022 fueron de MUS\$ 3.788 y MUS\$ 4.664, 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\$ 113.529.

- 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	175.423
2	330.840
3	323.576
4	318.982
5	314.673
6 a 10	1.480.737

- 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 30 de junio de 2023 asciende a MUS\$ 15.799.227 representado por 107.279.889.530 acciones autorizadas. Al 30 de junio de 2022 asciende a MUS\$ 15.799.499 representado por 107.281.698.561 acciones autorizadas. Todas las acciones emitidas por Enel Américas están suscritas y pagadas y admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile y Bolsa Electrónica de Chile.

Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera al 31 de diciembre de 2022 ascendieron a MUS\$ 272 representadas por 1.809.031 acciones, las que fueron adquiridas como resultado del proceso de fusión con EGP Américas (ver nota 5). Durante el primer trimestre de 2023, como no se procedió a la enajenación de las acciones de autocartera, se efectuó la disminución del capital de Enel Américas de pleno derecho, por lo que el capital estatutario quedó reducido en la suma de MUS\$ 272.

Cambios en el Capital Emitido

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

Con fecha 18 de diciembre de 2020, en Junta Extraordinaria de Accionistas de la compañía se aprobó:

- (i) Reducir del capital gastos de emisión y colocación de acciones por MUS\$ 20.797, relacionados al proceso de aumento de capital realizado en 2019; y
- (ii) La propuesta de fusión por incorporación de EGP Américas SpA ("EGP Américas") en Enel Américas (la "Fusión"). En virtud de la Fusión, Enel Américas adquirirá todos los activos y pasivos de EGP Américas y la sucederá en todos sus derechos y obligaciones, permitiéndole a la Sociedad controlar y consolidar la propiedad del negocio y activos de generación de energías renovables no convencionales que Enel Green Power S.p.A. desarrolla y posee en Centro y Sudamérica (excepto Chile).

Con el fin de materializar la Fusión, la Junta aprobó aumentar el capital de Enel Américas en la suma de MUS\$6.036.421, mediante la emisión de 31.195.387.525 nuevas acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal, las que quedaron íntegramente suscritas y pagadas con cargo a la incorporación del patrimonio de EGP Américas, como sociedad absorbida, una vez que la Fusión surtiera efecto. Para tales propósitos, se entregarían 0,41 acciones de Enel Américas por cada acción de EGP Américas que tuviere el único accionista de ésta última, sin considerar fracciones de acciones.

Con fecha 1 de abril de 2021 se perfeccionó la Fusión, una vez verificado el cumplimiento de todas las condiciones suspensivas copulativas acordadas por la Junta (ver Nota 5).

A continuación, se detallan los movimientos en el número de acciones de Enel Américas como consecuencia del proceso de reorganización societaria antes descrito:

Número de acciones en circulación de Enel Américas previo a la fusión			76.086.311.036
	Número de Acciones	Razón de Intercambio de Acciones	Número de Acciones
Fusión con EGP Américas (1)			
Acciones de Enel Spa	76.086.311.039	0,41	31.195.387.525
Recompra de Acciones (2)			
Ejercicio derecho a retiro accionistas minoritarios de Enel Américas	(1.809.031)		(1.809.031)
Número de acciones en circulación Enel Américas posterior a la fusión			107.219.889.530
Número total de acciones capital emitidos			107.281.698.561
Número total de acciones propias en cartera			(1.809.031)
Número de acciones en circulación Enel Américas posterior a la fusión			107.279.889.530

(1) La valoración del aumento de capital por la fusión fue de MUS\$ 6.036.421.

(2) El monto total pagado por la recompra de acciones fue de MUS\$ 272.

27.1.2 Dividendos

El detalle de los dividendos pagados, en los últimos tres años, se resume como sigue:

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de acuerdo	Fecha de Pago	Monto Total MUS\$	Dolar por Acción	Imputado al Ejercicio
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

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 30 de junio de 2023 y 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	2023	2022
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(828.579)	(629.967)
Enel Brasil S.A.	(1.593.761)	(2.679.998)
Enel Argentina S.A.	(597.334)	(391.006)
Hidroinvest S.A.	(101.831)	(73.389)
Enel Colombia S.A. E.S.P.	(255.388)	(275.005)
Enel Generación El Chocón S.A.	(471.167)	(422.321)
Enel Perú S.A.	(106.202)	(152.562)
Enel Green Power Panamá	(9.228)	10.303
Enel Green Power Costa Rica	(1.235)	4.551
Enel Green Power Guatemala	(6.815)	8.663
Otros	(5.236)	(254.207)
Total	(3.976.776)	(4.854.938)

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 30 de junio de 2023, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus subsidiarias Enel Brasil y Enel Perú asciende a MUS\$ 117,526 y MUS\$ 451.526, respectivamente.

27.5 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los periodos terminados el 30 de junio de 2023 y 2022, fueron los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 01.01.2023	Movimiento 2023	al 30.06.2023
Diferencias de cambio por conversión (a)	(4.991.278)	1.014.502	(3.976.776)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(62.048)	(61.083)	(123.131)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(1.366)	(6.271)	(7.637)
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta	-	118.787	118.787
Otras reservas varias (c)	(3.502.702)	332.008	(3.170.694)
Total	(8.557.394)	1.397.943	(7.159.451)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 01.01.2022	Movimiento 2022	al 30.06.2022
Diferencias de cambio por conversión (a)	(5.190.194)	335.256	(4.854.938)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	426	(44.645)	(44.219)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(697)	336	(361)
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta	-	82.326	82.326
Otras reservas varias (c)	(3.544.796)	(223.569)	(3.768.365)
Total	(8.735.261)	149.704	(8.585.557)

- 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 restructuración 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)	2.022.341	1.438.130
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)	(506.370)
Otras reservas varias (11)	(53.300)	(63.300)
Total	(3.170.694)	(3.768.365)

- 1) Reserva originada como consecuencia del aumento de Capital que Enel Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013.
- 2) Reserva por la restructuración societaria ("división de Sociedades") materializada con fecha 1 de marzo de 2016. Representa el efecto generado por la reorganización de Enel Américas y separación del negocio de Chile en Enel Chile S.A.
- 3) Reservas provenientes de operaciones en nuestras subsidiarias. Representan el efecto generado por compras de participaciones de subsidiarias bajo control común.
- 4) Reserva de transición a las NIIF: En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.
- 5) Reserva por la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas en y con Enel Américas, materializada el 1 de diciembre de 2016. Representa el reconocimiento de la diferencia entre el aumento de capital en Enel Américas, y el importe en libros de las participaciones no controladoras que pasaron a formar parte del capital social en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas, como consecuencia de la fusión. La diferencia entre el valor de mercado de la contraprestación recibida o pagada y el monto por el cual se ajustó la participación no controladora fue reconocida en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas.
- 6) Reserva OPA Endesa Américas y derecho a retiro: Representa la diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas como parte de la OPA sobre Endesa Américas y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de MUS\$ 56.578. Además, se incluye el efecto por MUS\$ 523 relacionado con la diferencia entre el valor pagado y el valor libros de las acciones de aquellos accionistas que ejercieron su derecho a retiro.
- 7) Corresponde al efecto que han reconocido nuestras subsidiarias en Argentina por aplicación de NIC 29 sobre las cuentas patrimoniales.
- 8) Reserva Aumento de capital año 2021: Durante el ejercicio 2021, la sociedad registró un cargo de MUS\$ 13.944 por concepto de gastos de emisión y colocación de acciones, determinados según el criterio contable descrito en nota 3.t).
- 9) Reserva por fusión de Enel Américas con EGP Américas: Durante el ejercicio 2021, la sociedad registró un cargo de MUS\$ 1.259.422 como consecuencia de la fusión con EGP Américas, determinados según el criterio contable descrito en nota 2.7.5, referido a combinaciones de negocios bajo control común.
- 10) Reserva por fusión de Enel Colombia: Durante el ejercicio 2022, la sociedad registró un cargo de MUS\$ 502.910 como consecuencia de la fusión por absorción de nuestras subsidiarias Emgesa S.A.S. ESP,

Codensa S.A.S. ESP, Enel Green Power Colombia S.A.S. ESP y ESSA2 SpA, efecto que fue determinado según el criterio contable descrito en nota 2.7.5, referido a combinaciones de negocios bajo control común. La nueva razón social de las compañías fusionadas es Enel Colombia S.A. ESP. Para mayor información ver nota 2.4.1

11) Otras reservas varias provenientes de operaciones realizadas en periodos anteriores.

27.6 Participaciones no controladoras.

El detalle de las principales participaciones no controladoras por los periodos terminados el 30 de junio de 2023 y 2022 es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañías	Participaciones No Controladoras				
	%	Patrimonio		Resultado	
		al 30.06.2023	al 30.06.2023	al 31.12.2022	2023
Enel Distribución Ceará S.A.	25,95%	227.340	202.088	7.600	15.732
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%	1.360.524	1.373.211	117.472	149.621
Enel Distribución Perú S.A.	16,85%	155.367	136.456	13.894	10.221
Enel Generacion Perú S.A.	16,40%	103.472	85.955	13.603	14.296
Chinango S.A.C.	33,12%	23.405	19.899	6.696	5.257
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,91%	320.537	273.974	30.730	6.982
Enel Generacion Costanera S.A. (ver nota 6.4)	0,00%	-	16.119	-	9.892
Enel Generacion El Chocón S.A.	34,31%	56.666	59.988	(4.108)	(8.460)
Inversora Dock Sud S.A. (ver nota 6.4)	42,86%	-	39.681	(8.525)	(3.232)
Central Dock Sud S.A. (ver nota 6.4)	29,76%	-	35.962	(7.693)	(3.054)
Enel Generacion Piura S.A.	3,50%	2.676	2.468	679	516
Enel Fortuna S.A.	49,95%	211.605	228.648	9.283	10.088
Tecnoguat, S.A.	25,00%	4.749	4.800	49	225
Otros		2.497	10.719	883	(1.208)
Total		2.468.838	2.489.968	180.563	226.787

28. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos

El detalle de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los periodos terminados el 30 de junio de 2023 y 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Ingresos de Actividades Ordinarias	2023	2022 (Reexpresado)
Ventas de energía	4.823.110	4.966.951
Generación	1.368.274	1.242.040
Clientes Regulados	528.636	396.644
Clientes no Regulados	609.128	632.671
Ventas de Mercado Spot	230.510	212.725
Distribución	3.454.836	3.724.911
Residenciales	1.866.719	2.020.051
Comerciales	884.810	994.015
Industriales	322.311	340.511
Otros Consumidores	380.996	370.334
Otras ventas	11.151	22.364
Ventas de gas	7.977	10.345
Ventas de productos y servicios	3.174	12.019
Otras prestaciones de servicios	925.702	984.395
Peajes	785.650	837.090
Arriendo equipos de medida	48	55
Prestaciones de Servicios y Asesorías Negocio Distribución (Alumbrado público, empalmes y asesorías eléctricas)	96.217	92.323
Otras prestaciones	43.787	54.927
Total Ingresos de actividades ordinarias	5.759.963	5.973.710

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Otros Ingresos	2023	2022 (Reexpresado)
Ingresos por contratos de construcción	408.948	763.390
Actualización activos financieros relacionados a concesiones de distribución de energía eléctrica en Brasil	125.688	164.513
Otros	75.740	99.618
Total Otros Ingresos	610.376	1.027.521

29. Materias primas y consumibles utilizados

El detalle de las materias primas y consumibles utilizados por los periodos terminados el 30 de junio de 2023 y 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022 (Reexpresado)
Compras de energía	(2.513.312)	(2.639.960)
Consumo de combustible	(25.877)	(44.572)
Gas	(8.067)	(35.547)
Petróleo	(6.578)	(5.405)
Carbón	(11.232)	(3.620)
Gastos de transporte	(549.163)	(524.990)
Costos por contratos de construcción	(408.499)	(736.766)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(206.213)	(188.319)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(3.703.064)	(4.134.607)

30. Gastos por beneficios a los empleados

El detalle de los gastos por beneficios a los empleados en los periodos terminados el 30 de junio de 2023 y 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022 (Reexpresado)
Sueldos y salarios	(207.059)	(216.244)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(5.251)	(6.515)
Seguridad social y otras cargas sociales	(129.071)	(134.564)
Otros gastos de personal	(978)	(7.683)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(342.359)	(365.006)

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 30 de junio de 2023 y 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022 (Reexpresado)
Depreciación	(245.116)	(250.288)
Amortización	(239.392)	(234.460)
Total	(484.508)	(484.748)

b) El detalle de los rubros referidos a deterioros por los periodos terminados el 30 de junio 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)
Reversión (Pérdidas) por deterioro plusvalía (ver nota 16)					(5.891)	(17.802)	(5.891)	(17.802)
Propiedad, planta y equipo (ver nota 17)		(77.832)					-	(77.832)
Total Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	-	(77.832)	-	-	(5.891)	(17.802)	(5.891)	(95.634)
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (ver nota 10)	(415)	1.648	(124.624)	(153.322)	9	(413)	(125.030)	(152.087)
Otros activos	(393)	(1.020)	712	(21.323)	189	(15.690)	508	(38.033)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(808)	628	(123.912)	(174.645)	198	(16.103)	(124.522)	(190.120)
Total reverso (pérdidas) por Deterioro	(808)	(77.204)	(123.912)	(174.645)	(5.693)	(33.905)	(130.413)	(285.754)

32. Otros gastos por naturaleza

El detalle de los otros gastos por naturaleza por los periodos terminados el 30 de junio de 2023 y 2022, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	2023	2022 (Reexpresado)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(270.472)	(340.097)
Otros suministros y servicios	(74.015)	(73.713)
Reparaciones y conservación	(73.513)	(60.793)
Gastos administrativos	(52.861)	(49.892)
Primas de seguros	(15.997)	(21.124)
Tributos y tasas	(12.754)	(18.692)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(6.364)	(6.401)
Gastos de viaje	(5.817)	(3.837)
Indemnizaciones y multas	(2.439)	21
Arrendamientos y cánones	(295)	(229)
Gastos de medio ambiente	(146)	(327)
Total	(514.673)	(575.084)

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los ejercicios terminados el 30 de junio de 2023 y 2022 fueron de MUS\$ 50 y MUS\$ 28, respectivamente.

33. Otras ganancias (pérdidas)

El detalle de las otras ganancias (pérdidas) por los periodos terminados el 30 de junio de 2023 y 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	2023	2022 (Reexpresado)
Disposiciones y bajas inmovilizado material	(6.939)	2.119
Pérdida en venta de Enel Costanera (1)	(85.817)	-
Pérdida en venta de Dock Sud (2)	(193.340)	-
Utilidad en venta de compañías ZE (3)	2.222	-
Indemnización por activos concesionados de CIEN (4)	109.079	-
Otros	573	974
Total Otras ganancias (pérdidas)	(174.222)	3.093

(1) Ver nota 6.4

(2) Ver nota 6.4

(3) Ver nota 6.3

(4) Ver Nota 6.5

34. Resultado financiero

El detalle de los ingresos y costos financieros por los periodos terminados el 30 de junio de 2023 y 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022 (Reexpresado)
Efectivo y otros medios equivalentes	124.506	65.178
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil) (1)	1	178
Intereses Cobrados a Clientes en Cuentas de Energía y Facturaciones	32.966	41.715
Otros ingresos financieros (2)	131.623	149.050
Total Ingresos Financieros	289.096	256.121

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022 (Reexpresado)
Costos Financieros	(834.474)	(761.838)
Préstamos bancarios	(111.064)	(88.369)
Obligaciones con el público	(158.096)	(136.121)
Pasivos por arrendamientos	(10.691)	(7.859)
Valoración derivados financieros	(101.930)	(137.432)
Actualización financiera de provisiones (3)	(52.079)	(45.429)
Gastos financieros activados	25.201	24.616
Obligación por beneficios post empleo (1)	(69.868)	(69.258)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(1.986)	(6.937)
Gastos financieros empresas relacionadas (4)	(66.588)	(67.799)
Otros costos financieros (5)	(287.373)	(227.250)
Resultado por unidades de reajuste (*)	169.950	147.020
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	81.788	36.592
Total Costos Financieros	(582.736)	(578.226)
Total Resultado Financiero	(293.640)	(322.105)

- (1) Ver Nota 26.2.c).
- (2) Para el periodo terminado al 30 de junio de 2023, incluye ingresos financieros de activos regulatorios subsidiarias brasileñas por MUS\$ 31.262 (MUS\$ 106.115 al 30 de junio de 2022), ingreso financiero por préstamo a Enel Distribución Goiás MUS\$ 23.400 (MUS\$ 0 al 30 de junio 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\$ 5.848 (MUS\$ 4.857 al 30 de junio de 2022), y otros ingresos por MUS\$ 71.113 (MUS\$ 38.078 al 30 de junio de 2022).
- (3) Para el periodo terminado al 30 de junio de 2023, principalmente se incluyen MUS\$ 18.391 (MUS\$ 7.672 al 30 de junio 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\$ 26.855 (MUS\$ 38.210 al 30 de junio de 2022).
- (4) Para el periodo terminado al 30 de junio de 2023, son incluidos Intereses por la deuda con Enel Finance International NV por MUS\$ 52.809 (MUS\$ 54.667 al 30 de junio de 2022) y gastos financieros relacionados con garantías otorgadas por Enel SpA por MUS\$ 13.779 (MUS\$ 15.321 al 30 de junio de 2022) (ver nota 11.d).

- (5) Para el periodo terminado el 30 de junio de 2023, se incluyen intereses provenientes de la deuda de CAMMESA por MUS\$ 81.624 (MUS\$ 133.055 al 30 de junio de 2022), Costos bancarios por MUS\$ 6.303 (MUS\$ 15.440 al 30 de junio de 2022), Costo Financiero por MUS\$ 35.122 (MUS\$ 14.288 al 30 de junio de 2022), Pérdida en activos financieros por aplicación de CINIIF 12 en Chucás por MUS\$61.958 (MUS\$0 al 30 de junio de 2022) y Otros por MUS\$ 102.366 (MUS\$ 64.467 al 30 de junio 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	12.586	15.695
Otros activos financieros no corrientes	8.107	7.682
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	390	290
Activos intangibles distintos de la plusvalía	37.012	29.349
Plusvalía	(10.144)	5.997
Propiedades, planta y equipo	787.375	618.487
Activos por impuestos diferidos	81.886	80.744
Pasivo por impuestos diferidos	(289.985)	(211.146)
Patrimonio Total	(483.963)	(419.594)
Ingresos	(79.950)	(62.047)
Costos	96.016	72.752
Resultado financiero	10.533	10.767
Otros Gastos Distintos a la operación	(1.124)	(1.945)
Impuesto Sobre Sociedades	1.211	(11)
Resultado por Hiperinflación (1)	169.950	147.020
Total Resultado por Unidades de Reajuste	169.950	147.020

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	2023	2022 (Reexpresado)
Efectivo y equivalentes al efectivo	55.154	5.596
Otros activos financieros	83.321	70.145
Otros activos no financieros	48.034	(751)
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	75.321	(17.815)
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(199.610)	(147.637)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	29.522	122.266
Otros pasivos no financieros	(9.954)	4.788
Total Diferencias de Cambio	81.788	36.592

- 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 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 y 14 de abril de 2023, el Grupo enajenó su participación en la sociedad Enel Generación Costanera S.A. y Central Dock Sud, respectivamente, sociedades que formaban parte del segmento de Generación y Transmisión en Argentina hasta dicha fecha. Siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), la venta de estas sociedades no calificó como una operación discontinuada y por lo tanto sus resultados, hasta la fecha de su venta, línea por línea, forman parte de los resultados consolidados de Enel Américas y en consecuencia están incluidos en los resultados del segmento de Generación y Transmisión que se detallan más adelante. Ver notas 6.4 y 40.

Una situación similar ocurre con Transmisora de Energía Renovable S.A. (sociedad que forma parte de Enel Green Power Guatemala S.A.) que, siguiendo el criterio contable antes descrito, calificó como activos disponibles para venta desde el 31 de marzo de 2023, pero no como operaciones discontinuadas. Ver nota 6.2, 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 intermedios 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 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022
ACTIVOS								
Activos corrientes	3.619.825	1.661.791	6.352.019	4.395.456	970.158	1.706.583	10.942.002	7.763.830
Efectivo y equivalentes al efectivo	863.579	448.891	779.645	426.467	466.293	246.335	2.109.517	1.121.693
Otros activos financieros corrientes	97.276	66.095	56.991	90.454	10.937	58.752	165.204	215.301
Otros activos no financieros, corriente	54.115	121.082	615.683	553.471	132.080	52.834	801.878	727.387
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	365.375	430.323	2.614.712	2.682.539	180.337	1.321.970	3.160.424	4.434.832
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	21.164	62.909	15.786	143.777	(24.331)	(190.735)	12.619	15.951
Inventarios corrientes	87.551	94.095	453.456	451.161	3.078	2.191	544.085	547.447
Activos por impuestos corrientes, corriente	14.742	19.347	24.314	38.393	56.012	64.338	95.068	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	2.116.023	419.049	1.791.432	9.194	145.752	150.898	4.053.207	579.141
Activos no corrientes	10.838.487	11.170.682	15.017.173	14.710.554	1.056.854	1.128.581	26.912.514	27.009.817
Otros activos financieros no corrientes	486.513	534.716	4.285.990	3.593.014	34.666	42.079	4.807.169	4.169.809
Otros activos no financieros no corrientes	97.416	119.980	2.030.414	2.191.095	4.469	4.518	2.132.299	2.315.593
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	123.942	136.875	483.197	317.759	27.354	24.993	634.493	479.627
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	236	55.376	11	15	(236)	(51.699)	11	3.692
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.021.004	948.348	11.758	6.320	(1.016.219)	(949.230)	16.543	5.438
Activos intangibles distintos de la plusvalía	494.159	507.983	3.351.939	2.920.596	222.255	194.541	4.068.353	3.623.120
Plusvalía	1.158	3.960	-	-	1.371.394	1.508.885	1.372.552	1.512.845
Propiedades, planta y equipo	8.469.997	8.570.895	4.054.685	4.926.717	215.341	184.578	12.740.023	13.682.190
Propiedad de inversión	-	-	7.674	7.341	-	-	7.674	7.341
Activos por derecho de uso	110.394	223.300	67.038	117.320	4.880	5.319	182.312	345.939
Activos por impuestos diferidos	33.668	69.249	724.467	630.377	192.950	164.597	951.085	864.223
TOTAL ACTIVOS	14.458.312	12.832.473	21.369.192	19.106.010	2.027.012	2.835.164	37.854.516	34.773.647

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS								
Pasivos Corrientes	3.475.941	2.514.889	6.809.752	5.482.668	(832.622)	(70.585)	9.453.071	7.926.972
Otros pasivos financieros corrientes	334.474	411.660	1.212.769	756.345	194.626	145.874	1.741.869	1.313.879
Pasivos por arrendamientos corrientes	6.708	8.324	15.478	24.218	1.290	2.363	23.476	34.905
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	833.327	824.597	3.176.003	3.364.497	126.767	116.585	4.136.097	4.305.679
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	1.147.225	874.174	1.263.303	906.201	(1.198.285)	(428.500)	1.212.243	1.351.875
Otras provisiones corrientes	36.929	44.302	138.007	135.924	249	184	175.185	180.410
Pasivos por impuestos corrientes	23.913	130.225	45.788	164.734	3.943	104	73.644	295.063
Otros pasivos no financieros corrientes	58.809	62.517	89.193	130.749	79.342	71.140	227.344	264.406
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	1.034.556	159.090	869.211	-	(40.554)	21.665	1.863.213	180.755
Pasivos No Corrientes	1.893.894	2.143.731	8.371.040	8.078.699	1.003.072	1.177.127	11.268.006	11.399.557
Otros pasivos financieros no corrientes	1.288.015	1.278.404	2.798.898	3.030.442	879.418	962.279	4.966.331	5.271.125
Pasivos por arrendamientos no corrientes	104.310	99.343	59.302	74.472	3.955	2.871	167.567	176.686
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	70.274	70.605	2.047.713	1.893.294	735	751	2.118.722	1.964.650
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	67.860	77.454	469.295	560.274	115.620	222.923	652.775	860.651
Otras provisiones no corrientes	100.591	104.015	563.652	534.547	1.479	971	665.722	639.533
Pasivo por impuestos diferidos	204.658	442.412	541.075	602.116	274	(14.476)	746.007	1.030.052
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	26.604	21.538	1.686.362	1.365.075	1.591	1.808	1.714.557	1.388.421
Otros pasivos no financieros no corrientes	31.582	49.960	204.743	18.479	-	-	236.325	68.439
Patrimonio Neto	9.088.477	8.173.853	6.188.400	5.544.643	1.856.562	1.728.622	17.133.439	15.447.118
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	9.088.477	8.173.853	6.188.400	5.544.643	1.856.562	1.728.622	17.133.439	13.249.682
Capital emitido y pagado	6.428.353	5.627.786	3.348.526	2.449.530	6.022.348	7.722.183	15.799.227	15.799.499
Ganancias (pérdidas) acumuladas	581.818	544.162	133.506	682.418	5.309.501	4.488.737	6.024.825	5.715.317
Primas de emisión	32.266	28.145	-	-	(32.266)	(28.145)	-	-
Acciones propias en cartera	(58)	(53)	-	-	58	(219)	-	(272)
Otras reservas	2.046.098	1.973.813	2.706.368	2.412.695	(9.443.079)	(10.453.934)	(7.159.451)	(8.557.394)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	2.468.838	2.489.968
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	14.458.312	12.832.473	21.369.192	19.106.010	2.027.012	2.835.164	37.854.516	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	1.499.399	1.603.928	4.949.129	5.619.576	(78.189)	(222.273)	6.370.339	7.001.231
Ingresos de actividades ordinarias	1.476.571	1.584.227	4.379.637	4.716.789	(96.245)	(327.306)	5.759.963	5.973.710
Ventas de energía	1.452.866	1.542.973	3.451.389	3.725.072	(81.145)	(301.094)	4.823.110	4.966.951
Otras ventas	8.199	9.343	2.710	12.817	242	204	11.151	22.364
Otras prestaciones de servicios	15.506	31.911	925.538	978.900	(15.342)	(26.416)	925.702	984.395
Otros ingresos	22.828	19.701	569.492	902.787	18.056	105.033	610.376	1.027.521
Materias Primas Y Consumibles Utilizados	(568.504)	(562.587)	(3.227.124)	(3.821.837)	92.564	249.817	(3.703.064)	(4.134.807)
Compras de energía	(408.199)	(382.605)	(2.187.510)	(2.558.710)	82.397	301.355	(2.513.312)	(2.639.960)
Consumo de combustible	(25.877)	(37.529)	-	(7.044)	-	1	(25.877)	(44.572)
Gastos de transporte	(105.613)	(108.564)	(469.452)	(447.583)	25.902	31.157	(549.163)	(524.990)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(28.815)	(33.889)	(570.162)	(808.500)	(15.735)	(82.696)	(614.712)	(925.085)
Margen de Contribución	930.895	1.041.341	1.722.005	1.797.739	14.375	27.544	2.667.275	2.866.624
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	5.312	5.823	77.133	98.112	6.806	5.567	89.251	109.502
Gastos por beneficios a los empleados	(48.280)	(58.304)	(258.555)	(278.052)	(35.524)	(28.650)	(342.359)	(365.006)
Otros gastos, por naturaleza	(96.845)	(102.787)	(369.781)	(442.210)	(48.047)	(30.087)	(514.673)	(575.084)
Resultado Bruto De Explotación	791.082	886.073	1.170.802	1.175.589	(62.390)	(25.626)	1.899.494	2.036.036
Gasto por depreciación y amortización	(151.572)	(155.850)	(327.262)	(325.578)	(5.674)	(3.320)	(484.508)	(484.748)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	-	(77.832)	-	-	(5.891)	(17.802)	(5.891)	(95.634)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(808)	628	(123.912)	(174.645)	198	(16.103)	(124.522)	(190.120)
Resultado De Explotación	638.702	653.019	719.628	675.366	(73.757)	(62.851)	1.284.573	1.265.534
Resultado Financiero	(132.731)	(63.341)	(168.713)	(233.096)	7.804	(25.668)	(293.640)	(322.105)
Ingresos financieros	51.756	57.508	161.918	188.680	75.422	9.933	289.096	256.121
Efectivo y otros medios equivalentes	77.644	42.136	42.401	16.875	4.461	6.167	124.506	65.178
Otros ingresos financieros	(25.888)	15.372	119.517	171.805	70.961	3.766	164.590	190.943
Costos financieros	(125.712)	(46.323)	(591.649)	(676.266)	(117.113)	(39.249)	(834.474)	(761.838)
Préstamos bancarios	(90.777)	(43.381)	(16.711)	(41.429)	(3.576)	(3.559)	(111.064)	(88.369)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(48.485)	(55.043)	(97.649)	(69.027)	(11.962)	(12.051)	(158.096)	(136.121)
Otros	13.550	52.101	(477.289)	(565.810)	(101.575)	(23.639)	(565.314)	(537.348)
Resultados por Unidades de Reajuste	(111.140)	(104.614)	289.865	263.868	(8.775)	(12.234)	169.950	147.020
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	52.365	30.088	(28.847)	(9.378)	58.270	15.882	81.788	36.592
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	710	1.437	19	1.704	171	3.141	900
Otras ganancias (pérdidas)	(178.776)	82	100	2.941	4.454	70	(174.222)	3.093
Resultado de Otras Inversiones	(280.584)	27	-	947	4.222	-	(276.362)	974
Resultados en Ventas de Activos	101.808	55	100	1.994	232	70	102.140	2.119
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	327.195	590.470	552.452	445.230	(59.795)	(88.278)	819.852	947.422
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(235.384)	(163.368)	(112.027)	(133.781)	(13.410)	(28.038)	(360.821)	(325.187)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	91.811	427.102	440.425	311.449	(73.205)	(116.316)	459.031	622.235
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	113.886	121.685	82.464	60.669	1.319	(1.138)	197.669	181.216
GANANCIA (PÉRDIDA)	205.697	548.787	522.889	372.118	(71.886)	(117.454)	656.700	803.451
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	205.697	548.787	522.889	372.118	(71.886)	(117.454)	656.700	803.451
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	476.137	576.664
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	180.563	226.787

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	230.203	645.200	1.008.117	1.220.630	(77.897)	(255.930)	1.160.423	1.609.900
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	718.816	(435.763)	(751.539)	(815.138)	61.249	(189.775)	28.526	(1.440.676)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(263.863)	(268.625)	76.406	(60.792)	(36.854)	746.876	(224.311)	417.459

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

35.3 Países

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
	al 30.06.2023	el 31.12.2022	al 30.06.2023	el 31.12.2022	al 30.06.2023	el 31.12.2022	al 30.06.2023	el 31.12.2022	al 30.06.2023	el 31.12.2022	al 30.06.2023	el 31.12.2022	al 30.06.2023	el 31.12.2022	al 30.06.2023	el 31.12.2022
ACTIVOS																
Activos corrientes	991.413	275.958	419.239	809.961	6.157.415	5.447.743	1.117.042	794.876	3.839.134	508.541	169.739	176.853	(751.980)	(250.102)	10.942.002	7.763.830
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.989	8.252	13.355	27.098	1.534.403	744.425	493.358	162.080	9.532	90.562	56.880	89.276	-	-	2.109.517	1.121.693
Otros activos financieros corrientes	179	135	48.359	54.474	110.232	125.624	6.434	33.086	-	1.487	-	495	-	-	165.204	215.301
Otros activos no financieros, corriente	4.278	4.684	47.178	17.214	686.633	560.654	26.367	12.141	30.445	124.370	6.977	8.324	-	-	801.878	727.387
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.784	1.340	259.930	325.294	2.386.209	3.469.863	456.923	335.940	18	231.424	53.585	67.569	1.975	3.402	3.180.424	4.434.832
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	590.123	199.045	463	161	9.515	8.081	1.968	1.605	-	6.012	1.675	1.551	(591.125)	(200.504)	12.619	16.961
Inventarios corrientes	-	-	48.588	28.936	357.493	368.498	130.428	89.347	-	53.221	7.576	7.445	-	-	544.085	547.447
Activos por impuestos corrientes, corriente	9.339	9.502	1.366	2.164	72.930	105.524	1.501	1.230	217	1.465	9.715	2.193	-	-	95.068	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	383.721	53.000	-	354.620	-	65.074	63	159.447	3.798.922	-	33.331	-	(162.830)	(53.000)	4.053.207	579.141
Activos no corrientes	16.776.112	17.161.407	2.992.092	2.825.523	17.609.643	15.364.499	4.800.963	3.930.592	8.026	3.059.657	1.507.826	1.631.420	(16.781.948)	(16.853.281)	26.912.514	27.009.817
Otros activos financieros no corrientes	-	-	14.799	21.450	4.694.893	3.982.430	8.678	14.065	-	88.799	151.864	-	-	-	4.807.169	4.169.809
Otros activos no financieros no corrientes	3.172	3.455	160	310	2.066.097	2.219.406	41.617	31.979	-	40.017	21.253	20.426	-	-	2.132.299	2.315.593
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	57	100	109.164	123.483	512.465	343.549	12.297	11.985	-	-	510	510	-	-	634.493	478.627
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	92.588	89.913	11	15	-	13	-	-	-	3.664	-	-	(92.588)	(89.913)	11	3.692
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	16.649.596	17.031.714	498.708	428.074	(6)	51	13.868	3.008	-	10.033	356.224	291.628	(17.501.647)	(17.759.070)	16.643	5.438
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	113.977	100.053	3.571.594	3.061.806	188.939	163.488	1.844	97.529	191.999	200.244	-	-	4.068.353	3.623.120
Plusvalía	-	-	-	-	532.049	486.125	27.058	27.058	-	2.802	1.158	1.158	812.287	995.702	1.372.552	1.612.945
Propiedades, planta y equipo	-	-	2.222.377	2.130.691	5.223.009	4.374.158	4.455.532	3.632.328	6.182	2.695.516	832.923	849.497	-	-	12.740.023	13.682.190
Propiedad de inversión	-	-	-	-	7.674	7.341	-	-	-	-	-	-	-	-	7.674	7.341
Activos por derecho de uso	-	-	463	34	117.748	119.247	52.752	46.661	-	167.220	11.349	12.777	-	-	182.312	345.939
Activos por impuestos diferidos	30.699	26.225	32.433	21.413	884.120	770.373	422	20	-	42.876	3.411	3.316	-	-	951.065	864.223
TOTAL ACTIVOS	17.767.525	17.427.365	3.411.331	3.635.484	22.767.058	20.812.242	5.918.005	4.725.468	3.847.160	3.568.198	1.677.365	1.708.273	(17.533.928)	(17.103.383)	37.854.516	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 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS																
Pasivos Corrientes	178.611	35.963	609.484	1.124.105	5.455.389	4.961.096	1.836.346	1.032.017	1.928.480	861.067	135.020	80.686	(690.139)	(197.862)	9.453.071	7.926.972
Otros pasivos financieros corrientes	52.902	4.442	79	-	1.209.404	647.447	415.339	309.526	64.145	352.464	-	1.074	-	-	1.741.869	1.313.879
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	51	14	16.337	20.887	5.665	5.747	-	7.183	1.423	1.423	-	-	23.476	34.905
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	7.867	10.569	400.443	843.192	2.742.211	2.621.924	899.077	422.498	794	366.232	84.368	41.264	1.337	-	4.138.097	4.305.679
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	116.552	17.270	21.419	21.674	1.220.498	1.350.858	407.340	45.487	15	80.816	37.143	32.479	(590.724)	(196.709)	1.212.249	1.351.675
Otras provisiones corrientes	16	16	41.290	39.503	89.460	81.001	44.419	49.589	-	10.301	-	-	-	-	176.186	190.410
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	21.862	34.667	12.753	71.084	30.342	153.447	-	31.398	-	8.687	4.467	-	73.644	295.063
Otros pasivos no financieros corrientes	1.174	3.656	24.340	25.728	164.726	167.895	34.164	23.152	41	42.673	2.899	1.302	-	-	227.344	264.406
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	159.327	-	-	-	22.571	1.863.465	-	500	-	(752)	(1.143)	1.863.213	180.795
Pasivos No Corrientes	594.783	828.945	1.003.729	664.614	7.840.930	7.409.437	1.715.916	1.416.562	-	966.732	195.307	202.940	(91.659)	(89.663)	11.268.006	11.399.557
Otros pasivos financieros no corrientes	593.195	697.135	-	-	2.963.468	2.794.305	1.409.668	1.169.125	-	610.560	-	-	-	-	4.966.331	5.271.126
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	47	4	108.899	102.342	47.607	41.159	-	20.278	11.014	12.903	-	-	167.667	176.686
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	202.940	11.251	1.842.966	1.883.225	5.305	5.349	-	1.047	67.511	63.778	-	-	2.118.722	1.984.660
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	130.000	-	-	675.904	742.860	670	-	-	67.860	77.454	-	(91.659)	(89.663)	652.776	860.651
Otras provisiones no corrientes	-	-	7.665	10.920	562.511	529.479	89.252	61.078	-	31.446	6.294	6.610	-	-	666.722	639.633
Pasivo por impuestos diferidos	(1)	-	557.967	587.943	93.795	62.287	52.019	57.811	-	280.194	42.227	41.817	-	-	746.007	1.030.082
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	1.589	1.810	11.743	16.572	1.589.429	1.283.325	111.395	82.030	-	4.306	401	378	-	-	1.714.557	1.388.421
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	223.367	37.924	12.958	11.614	-	-	-	18.901	-	-	-	-	236.325	66.439
Patrimonio Neto	16.994.231	16.662.467	1.898.118	1.846.795	9.461.799	8.441.709	2.366.743	2.276.899	1.918.700	1.710.399	1.347.038	1.424.747	(6.862.130)	(6.815.868)	17.133.439	15.447.118
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	16.994.231	16.662.467	1.898.118	1.846.795	9.461.799	8.441.709	2.366.743	2.276.899	1.918.700	1.710.399	1.347.038	1.424.747	(6.862.130)	(6.815.868)	17.133.439	15.447.118
Capital emitido y pagado	15.812.947	15.811.619	2.040.819	1.922.909	7.905.681	7.219.555	156.911	135.129	1.878.740	1.776.327	1.062.266	1.000.339	(13.058.137)	(12.066.379)	15.799.227	15.799.499
Ganancias (pérdidas) acumuladas	4.827.371	4.408.043	(980.530)	(1.187.064)	295.158	(180.072)	85.317	462.299	214.473	127.678	219.025	359.930	1.364.011	1.724.503	6.024.826	5.715.317
Primas de emisión	-	-	-	-	619.479	566.008	27.122	23.357	-	1.632	-	-	(648.233)	(590.918)	-	-
Acciones propias en cartera	-	(272)	-	-	(23.015)	(21.029)	-	-	-	-	-	-	23.015	21.029	-	(272)
Otras reservas	(3.646.087)	(3.656.923)	837.829	1.110.920	664.436	857.247	2.096.393	1.656.114	(176.145)	(195.159)	65.747	64.478	(4.532.786)	(5.904.103)	(7.159.451)	(8.567.394)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.468.838	2.468.968
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	17.767.525	17.427.365	3.411.331	3.635.484	22.767.058	20.812.242	5.918.005	4.726.468	3.847.160	3.566.198	1.677.365	1.706.273	(17.533.928)	(17.103.383)	37.854.516	34.773.647

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

35.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países

a) Generación y Transmisión

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio	Generación y Transmisión															
	País		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
ACTIVOS	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Activos corrientes	98.323	439.493	828.488	549.370	440.856	174.169	2.082.692	322.127	169.739	178.861	(273)	(209)	3.619.825	1.661.791		
Efectivo y equivalentes al efectivo	4.397	7.234	517.020	247.495	285.282	29.036	-	75.850	56.880	89.276	-	-	863.579	448.891		
Otros activos financieros corrientes	39.417	10.476	52.570	32.997	5.289	20.659	-	1.468	-	495	-	-	97.276	66.095		
Otros activos no financieros, corriente	1.288	1.602	29.965	17.658	15.885	2.434	-	91.064	6.977	8.324	-	-	54.115	121.082		
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	42.684	42.838	176.912	135.961	92.194	89.674	-	94.265	53.585	67.568	-	17	385.375	430.323		
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	3.039	17.223	15.787	13.390	936	518	-	30.454	1.875	1.550	(273)	(226)	21.184	62.909		
Inventarios corrientes	6.292	5.926	31.801	21.240	41.882	31.634	-	27.850	7.576	7.445	-	-	87.651	94.095		
Activos por impuestos corrientes, corriente	1.206	219	4.433	15.555	(612)	204	-	1.176	9.715	2.193	-	-	14.742	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	-	353.975	-	65.074	-	-	2.082.692	-	33.331	-	-	-	2.116.023	419.049		
Activos no corrientes	139.122	192.170	5.806.905	4.937.631	3.384.834	2.798.722	-	1.710.739	1.507.626	1.631.420	-	-	10.838.487	11.170.682		
Otros activos financieros no corrientes	14.796	21.447	382.805	361.010	113	395	-	-	88.799	151.864	-	-	486.513	534.716		
Otros activos no financieros no corrientes	147	294	65.322	50.085	10.694	9.158	-	40.017	21.253	20.426	-	-	97.416	119.990		
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	109.013	123.264	9.280	8.418	5.139	4.683	-	-	510	510	-	-	123.042	136.875		
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	236	2.392	-	-	-	-	-	52.984	-	-	-	-	236	55.376		
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	997	944	61.983	56.633	601.800	539.885	-	59.258	356.224	291.628	-	-	1.021.004	948.348		
Activos intangibles distintos de la plusvalía	1.070	2.529	227.131	210.096	73.959	63.239	-	31.875	191.999	200.244	-	-	494.169	607.983		
Plusvalía	-	-	-	-	-	-	-	2.802	1.158	1.158	-	-	1.168	3.980		
Propiedades, planta y equipo	3.903	33.661	4.981.132	4.172.209	2.652.039	2.147.751	-	1.367.777	832.923	849.497	-	-	8.469.997	8.570.895		
Activos por derecho de uso	-	-	57.955	54.437	41.090	33.611	-	122.475	11.349	12.777	-	-	110.394	223.300		
Activos por impuestos diferidos	8.960	7.639	21.297	24.743	-	-	-	33.551	3.411	3.316	-	-	93.668	69.249		
TOTAL ACTIVOS	237.445	631.663	6.635.393	5.487.001	3.825.690	2.972.861	2.082.692	2.032.866	1.677.365	1.708.271	(273)	(209)	14.458.312	12.832.473		

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

Línea de Negocio	Generación y Transmisión															
	País		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Pasivos Corrientes	18.402	194.611	1.272.036	1.324.829	1.016.441	435.961	1.034.315	479.113	136.020	80.584	(273)	(209)	3.475.941	2.514.869		
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	79.572	103.867	254.902	108.755	-	199.038	-	-	-	-	-	394.474	411.690	
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	1.773	3.036	3.512	2.986	-	1.278	-	1.423	1.074	-	-	3.705	8.324	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.034	4.706	262.949	408.436	484.976	181.450	-	188.741	84.368	41.264	-	-	-	893.327	894.607	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	5.021	18.688	679.338	762.176	225.737	12.449	-	48.593	37.143	32.477	(14)	(209)	-	1.147.225	874.174	
Otras provisiones corrientes	-	536	188	172	36.741	41.128	-	2.466	-	-	-	-	-	36.929	44.302	
Pasivos por impuestos corrientes	4.080	2.093	12.579	16.246	(1.433)	84.252	-	23.167	8.687	4.467	-	-	-	23.913	130.225	
Otros pasivos no financieros corrientes	8.267	9.498	35.637	30.926	12.006	4.961	-	15.830	2.899	1.302	-	-	-	58.609	62.517	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	159.090	-	-	-	-	1.034.315	-	500	-	(259)	-	-	1.094.556	169.090	
Pasivos No Corrientes	43.888	56.932	894.956	795.311	759.743	551.325	-	637.223	195.307	202.940	-	-	1.893.884	2.143.731		
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	732.621	656.902	555.394	384.853	-	236.649	-	-	-	-	-	1.288.015	1.278.404	
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	56.604	50.464	36.692	29.790	-	6.186	11.014	12.903	-	-	-	104.310	99.343	
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	2.307	6.447	456	380	-	67.511	63.778	-	-	-	-	70.274	70.805	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	67.860	77.454	-	-	-	67.860	77.454	
Otras provisiones no corrientes	-	-	10.426	8.227	83.871	58.167	-	31.011	6.294	6.610	-	-	-	100.591	104.015	
Pasivo por impuestos diferidos	24.538	35.130	80.384	62.222	57.509	58.750	-	244.493	42.227	41.817	-	-	-	204.658	442.412	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	382	385	-	-	25.821	19.385	-	1.390	401	378	-	-	-	26.604	21.638	
Otros pasivos no financieros no corrientes	18.968	21.417	12.614	11.049	-	-	-	17.494	-	-	-	-	-	31.582	49.980	
Patrimonio Neto	175.155	380.120	4.468.401	3.366.861	2.049.508	1.985.595	1.048.377	1.016.530	1.347.038	1.424.747	-	-	9.088.477	8.173.853		
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	175.155	380.120	4.468.401	3.366.861	2.049.508	1.985.595	1.048.377	1.016.530	1.347.038	1.424.747	-	-	9.088.477	8.173.853		
Capital emitido y pagado	281.773	529.967	3.945.357	3.036.366	156.931	135.144	982.026	925.970	1.062.266	1.000.339	-	-	-	6.428.363	6.627.786	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(108.648)	(365.137)	386.500	262.697	51.315	211.362	33.626	75.310	219.025	359.930	-	-	-	581.818	544.162	
Primas de emisión	-	-	-	-	28.274	24.349	3.992	3.796	-	-	-	-	-	32.266	26.145	
Acciones propias en cartera	-	-	(58)	(53)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(58)	(53)	
Otras reservas	2.030	215.290	136.602	67.851	1.812.986	1.614.740	28.733	11.454	65.747	64.478	-	-	-	2.046.098	1.973.813	
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	237.445	631.663	6.635.393	6.487.001	3.825.690	2.972.881	2.082.692	2.032.866	1.677.385	1.708.271	(273)	(209)	14.458.312	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
	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales		
	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	45.325	104.305	542.366	677.593	768.486	679.878	-	-	143.231	142.161	(11)	(9)	1.499.399	1.603.928	
Ingresos de actividades ordinarias	41.016	101.047	535.093	661.067	757.300	680.023	-	-	143.182	142.090	-	-	1.476.571	1.584.227	
Ventas de energía	40.204	100.445	519.037	631.723	752.432	670.637	-	-	141.193	140.168	-	-	1.452.866	1.542.973	
Otras ventas	28	12	-	-	6.164	9.331	-	-	7	-	-	-	8.199	9.343	
Otras prestaciones de servicios	784	590	16.056	29.344	(3.296)	55	-	-	1.962	1.922	-	-	15.506	31.911	
Otros ingresos	4.309	3.258	7.273	16.526	11.188	(1.45)	-	-	69	71	(11)	(9)	22.828	19.701	
Materias Primas Y Consumibles Utilizados	(2.632)	(5.227)	(161.238)	(261.221)	(320.682)	(235.936)	-	-	(64.052)	(60.204)	-	-	(568.504)	(562.587)	
Compras de energía	(178)	(725)	(139.482)	(194.922)	(214.603)	(135.983)	-	-	(53.936)	(50.975)	-	-	(408.199)	(382.605)	
Consumo de combustible	(17)	(280)	(2)	(28.285)	(25.858)	(8.964)	-	-	-	-	-	-	(25.877)	(37.528)	
Gastos de transporte	(30)	(70)	(41.088)	(34.218)	(55.598)	(66.817)	-	-	(8.897)	(7.459)	-	-	(105.613)	(108.564)	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(2.307)	(4.152)	(666)	(3.796)	(24.623)	(24.171)	-	-	(1.219)	(1.770)	-	-	(28.815)	(33.889)	
Margen de Contribución	42.793	99.078	361.128	416.372	447.806	443.943	-	-	79.179	81.957	(11)	(9)	930.895	1.041.341	
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	799	189	2.458	3.462	2.055	2.172	-	-	-	-	-	-	5.312	5.823	
Gastos por beneficios a los empleados	(6.961)	(19.546)	(11.515)	(12.411)	(22.776)	(19.572)	-	-	(7.028)	(6.775)	-	-	(48.280)	(58.304)	
Otros gastos, por naturaleza	(8.117)	(17.869)	(46.577)	(46.938)	(21.035)	(27.532)	-	-	(21.116)	(10.448)	-	-	(96.845)	(102.787)	
Resultado Bruto De Explotación	28.514	61.862	305.494	390.485	406.560	399.011	-	-	51.035	64.734	(11)	(9)	791.082	866.073	
Gasto por depreciación y amortización	(22.743)	(35.462)	(73.315)	(66.835)	(32.184)	(34.455)	-	-	(23.330)	(19.098)	-	-	(151.572)	(155.850)	
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	(7.832)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(77.832)	
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(966)	-	443	528	(187)	100	-	-	(98)	-	-	-	(808)	828	
Resultado De Explotación	4.805	26.390	232.622	218.346	373.670	364.656	-	-	27.607	45.636	(11)	(9)	638.702	653.019	
Resultado Financiero	(36.179)	(41.835)	14.470	20.353	(42.074)	(42.074)	-	-	(68.118)	15	-	-	(132.731)	(63.341)	
Ingresos financieros	23.132	29.540	21.546	21.666	4.717	4.139	-	-	2.382	2.263	(21)	-	61.756	67.908	
Efectivo y otros medios equivalentes	8.126	17.581	52.284	19.508	17.119	5.017	-	-	115	30	-	-	77.644	42.136	
Otros ingresos financieros	15.006	11.959	(30.738)	2.058	(12.402)	(678)	-	-	2.267	2.233	(21)	-	(25.888)	15.372	
Costos financieros	(980)	(6.022)	(3.818)	(1.720)	(49.922)	(35.214)	-	-	(71.013)	(3.367)	21	-	(126.712)	(46.323)	
Préstamos bancarios	-	(25)	(32.565)	(29.327)	(58.212)	(14.029)	-	-	-	-	-	-	(90.777)	(43.361)	
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	(7.750)	(11.098)	(40.735)	(43.945)	-	-	-	-	-	-	(48.486)	(65.043)	
Otros	(980)	(5.997)	36.497	38.705	49.025	22.760	-	-	(71.013)	(3.367)	21	-	13.550	62.101	
Resultados por Unidades de Reajuste	(111.140)	(104.614)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(111.140)	(104.614)	
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	62.815	39.461	(3.258)	507	2.295	(10.999)	-	-	513	1.119	-	-	62.365	30.088	
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	710	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	710	
Otras ganancias (pérdidas)	(287.866)	27	109.079	13	-	21	-	-	11	21	-	-	(178.776)	82	
Resultado de Otras Inversiones	(280.584)	27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(280.584)	27	
Resultados en Ventas de Activos	(7.282)	-	109.079	13	-	21	-	-	11	21	-	-	101.806	55	
Genancia (pérdida), antes de impuestos	(319.234)	(14.508)	356.171	298.712	390.789	322.803	-	-	(40.500)	45.672	(11)	(9)	327.195	590.470	
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(1.561)	18.892	(64.978)	(52.805)	(123.325)	(116.688)	-	-	(13.530)	(12.757)	-	-	(235.368)	(183.368)	
Genancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(320.795)	4.374	261.193	183.907	205.444	206.915	-	-	(54.020)	32.915	(11)	(9)	91.811	427.102	
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	113.875	121.676	-	11	-	9	113.886	121.685	
GANANCIA (PÉRDIDA)	(320.795)	4.374	261.193	183.907	205.444	206.915	113.875	121.676	(54.020)	32.915	-	-	206.697	548.787	

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

Línea de Negocio	Generación y Transmisión														Totales
	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales		
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO															
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	10.761	42.846	(132.132)	132.039	79.435	200.658	183.131	212.903	89.025	56.754	(17)	-	230.203	645.200	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(52.432)	(35.267)	943.666	(106.376)	(5.384)	(204.743)	(95.101)	(49.553)	(12.197)	48.221	(59.736)	(88.045)	718.816	(436.763)	
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-	(3.398)	(339.952)	(131.171)	159.130	(8.934)	(45.248)	(75.064)	(97.529)	(138.103)	59.736	88.045	(263.663)	(268.626)	

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 - MUS\$

Línea de Negocio País	Distribución										Totales		
	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		al 30.06.2023	al 31.12.2022	
	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022			
ACTIVOS													
Activos corrientes	319.452	361.263	3.567.187	3.254.965	674.011	505.288	1.791.369	183.960	-	-	6.352.019	4.395.456	
Efectivo y equivalentes al efectivo	7.377	5.977	566.120	276.155	206.148	131.595	-	12.740	-	-	776.645	426.467	
Otros activos financieros corrientes	8.310	34.385	47.536	43.622	1.145	12.428	-	19	-	-	56.961	90.454	
Otros activos no financieros corriente	45.310	15.340	559.900	524.626	10.473	9.699	-	3.806	-	-	615.683	553.471	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	216.087	282.456	2.035.653	2.017.240	362.972	246.070	-	136.773	-	-	2.614.712	2.682.539	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	72	95	13.074	10.729	2.640	127.564	-	5.389	-	-	15.786	143.777	
Inventarios corrientes	42.296	23.010	322.614	345.212	88.546	57.706	-	25.233	-	-	453.466	451.161	
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	22.290	37.381	2.024	1.012	-	-	-	-	24.314	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	-	-	-	-	63	9.194	1.791.369	-	-	-	1.791.432	9.194	
Activos no corrientes	2.330.901	2.194.717	10.698.158	9.429.354	1.988.114	1.647.595	-	1.438.888	-	-	15.017.173	14.710.554	
Otros activos financieros no corrientes	3	3	4.277.422	3.579.341	8.565	13.670	-	-	-	-	4.285.990	3.593.014	
Otros activos no financieros no corrientes	11	16	1.999.480	2.168.258	30.923	22.821	-	-	-	-	2.030.414	2.191.095	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	151	219	475.888	310.237	7.158	7.303	-	-	-	-	483.197	317.759	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	11	15	-	-	-	-	-	-	-	-	11	15	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	112	121	-	-	11.646	6.199	-	-	-	-	11.768	6.320	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	112.051	97.523	3.125.213	2.659.190	114.675	99.982	-	63.901	-	-	3.351.939	2.920.596	
Propiedades, planta y equipo	2.218.099	2.096.786	33.101	24.433	1.803.485	1.484.571	-	1.320.927	-	-	4.054.685	4.026.717	
Propiedad de inversión	-	-	7.674	7.341	-	-	-	-	-	-	7.674	7.341	
Activos por derecho de uso	463	34	54.913	59.491	11.662	13.049	-	44.746	-	-	67.038	117.320	
Activos por impuestos diferidos	-	-	724.467	621.063	-	-	-	9.314	-	-	724.467	630.377	
TOTAL ACTIVOS	2.650.353	2.555.980	14.265.345	12.684.319	2.662.125	2.242.883	1.791.369	1.622.848	-	-	21.369.192	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										Eliminaciones		Totales	
	Argentina		Brasil		Colombia		Perú							
País	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022	al 30.06.2023	al 31.12.2022
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
Pasivos Corrientes	642.557	959.396	4.579.573	3.582.148	818.411	572.242	869.211	368.882	-	-	-	-	6.809.762	6.482.698
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	1.052.332	472.267	160.437	200.771	-	83.307	-	-	-	-	1.212.769	756.346
Pasivos por arrendamientos corrientes	51	14	13.274	15.527	2.153	2.781	-	5.896	-	-	-	-	15.478	24.215
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	398.682	838.169	2.364.428	2.110.246	412.893	239.824	-	178.258	-	-	-	-	3.176.003	3.364.497
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	72.461	33.607	1.009.203	778.918	181.639	33.038	-	60.640	-	-	-	-	1.263.303	906.201
Otras provisiones corrientes	41.241	38.967	89.088	80.661	7.678	8.461	-	7.835	-	-	-	-	138.007	135.924
Pasivos por impuestos corrientes	14.221	32.573	-	54.736	31.567	69.195	-	8.230	-	-	-	-	45.788	164.734
Otros pasivos no financieros corrientes	15.901	16.066	51.248	69.795	22.044	18.172	-	26.716	-	-	-	-	89.193	130.749
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	869.211	-	-	-	-	-	869.211	-
Pasivos No Corrientes	959.788	615.349	6.455.078	6.150.217	958.174	869.082	-	444.051	-	-	-	-	8.371.040	8.078.699
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	1.944.624	1.872.259	854.274	784.272	-	373.911	-	-	-	-	2.798.898	3.030.442
Pasivos por arrendamientos no corrientes	47	4	48.339	49.007	10.916	11.369	-	14.092	-	-	-	-	59.302	74.472
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	202.940	11.251	1.839.924	1.876.027	4.849	4.969	-	1.047	-	-	-	-	2.047.713	1.893.294
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	(52)	7.666	468.677	548.753	670	3.855	-	-	-	-	-	-	469.295	560.274
Otras provisiones no corrientes	7.665	10.920	550.606	520.281	5.381	2.911	-	435	-	-	-	-	563.652	534.647
Pasivo por impuestos diferidos	533.429	552.813	13.136	-	(5.490)	(940)	-	50.243	-	-	-	-	541.075	602.116
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	11.360	16.188	1.589.428	1.283.325	85.574	62.646	-	2.916	-	-	-	-	1.686.382	1.365.075
Otros pasivos no financieros no corrientes	204.399	16.507	344	565	-	-	-	1.407	-	-	-	-	204.743	18.479
Patrimonio Neto	1.148.008	981.235	3.230.694	2.951.954	887.540	801.539	922.158	809.915	-	-	-	-	6.188.400	5.544.843
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.148.008	981.235	3.230.694	2.951.954	887.540	801.539	922.158	809.915	-	-	-	-	6.188.400	5.544.843
Capital emitido y pagado	779.165	737.419	1.762.039	1.572.635	-	-	-	139.476	-	-	-	-	3.348.528	2.449.530
Garancias (pérdidas) acumuladas	(6.942)	(104.283)	(309.729)	(162.039)	364.708	340.831	85.469	607.903	-	-	-	-	133.508	682.418
Otras reservas	375.785	348.099	1.778.384	1.541.352	522.832	460.708	29.367	62.536	-	-	-	-	2.706.388	2.412.895
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	2.650.353	2.555.980	14.266.346	12.684.319	2.662.125	2.242.863	1.791.369	1.622.848	-	-	-	-	21.369.192	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	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES														
Ingreso	500.590	418.426	3.540.764	4.250.598	907.766	960.556	-	-	-	-	-	-	4.940.129	
Ingresos de actividades ordinarias	511.121	410.487	2.970.635	3.363.994	897.861	942.318	-	-	-	-	-	(4)	4.379.637	
Ventas de energía	490.883	388.624	2.512.690	2.874.243	448.026	482.206	-	-	-	-	-	-	3.451.389	
Otras ventas	1.851	1.663	-	-	859	11.154	-	-	-	-	-	-	2.710	
Otras prestaciones de servicios	18.587	20.200	457.955	489.741	448.996	468.959	-	-	-	-	-	-	925.538	
Otros ingresos	(10.522)	7.939	570.129	886.614	9.885	8.238	-	-	-	-	-	(4)	569.492	
Materias Primas Y Consumibles Utilizados	(414.264)	(317.092)	(2.268.180)	(2.970.441)	(544.680)	(534.304)	-	-	-	-	-	-	(3.227.124)	
Compras de energía	(365.300)	(292.108)	(1.449.156)	(1.912.405)	(373.054)	(354.197)	-	-	-	-	-	-	(2.187.510)	
Consumo de combustible	-	-	-	52	-	(7.096)	-	-	-	-	-	-	(7.044)	
Gastos de transporte	(4.196)	(6.424)	(347.781)	(323.351)	(117.475)	(117.808)	-	-	-	-	-	-	(469.452)	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(44.768)	(18.560)	(471.243)	(734.737)	(54.151)	(55.203)	-	-	-	-	-	-	(670.182)	
Margen de Contribución	86.335	101.334	1.272.584	1.280.157	363.086	416.252	-	-	-	-	-	(4)	1.722.005	
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	27.253	28.027	34.766	54.929	15.114	15.156	-	-	-	-	-	-	77.133	
Gastos por beneficios a los empleados	(95.756)	(85.606)	(131.399)	(159.850)	(31.400)	(32.596)	-	-	-	-	-	-	(268.656)	
Otros gastos, por naturaleza	(71.984)	(76.059)	(254.763)	(323.684)	(43.034)	(42.465)	-	-	-	-	-	(2)	(369.781)	
Resultado Bruto De Explotación	(64.162)	(82.304)	921.188	861.652	303.766	366.347	-	-	-	-	-	(6)	1.170.802	
Gasto por depreciación y amortización	(53.177)	(44.379)	(217.133)	(217.562)	(56.952)	(63.637)	-	-	-	-	-	-	(325.678)	
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ganancias por deterioro y reversiones de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(7.390)	(8.701)	(111.227)	(155.670)	(5.295)	(10.274)	-	-	-	-	-	-	(123.912)	
Resultado De Explotación	(114.719)	(95.384)	692.898	478.320	241.519	282.496	-	-	-	-	-	(6)	719.626	
Resultado Financiero	180.530	118.283	(315.842)	(311.094)	(83.401)	(38.296)	-	-	-	-	-	-	(168.713)	
Ingresos financieros	11.171	10.334	126.956	170.475	23.789	7.871	-	-	-	-	-	-	161.918	
Efectivo y otros medios equivalentes	6.301	6.397	36.100	10.107	-	371	-	-	-	-	-	-	42.401	
Otros ingresos financieros	4.870	3.937	90.858	160.368	23.789	7.500	-	-	-	-	-	-	119.517	
Costos financieros	(111.552)	(155.955)	(418.331)	(478.569)	(61.766)	(41.742)	-	-	-	-	-	-	(561.649)	
Préstamos bancarios	(79)	(6)	(16.632)	(37.918)	-	(3.505)	-	-	-	-	-	-	(16.711)	
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	(97.649)	(61.490)	-	(7.537)	-	-	-	-	-	-	(97.649)	
Otros	(111.473)	(155.949)	(304.050)	(379.161)	(61.766)	(30.700)	-	-	-	-	-	-	(477.289)	
Resultados por Unidades de Reajuste	289.865	263.868	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	289.865	
 Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(8.854)	(1.964)	(24.469)	(2.990)	4.576	(4.424)	-	-	-	-	-	-	(28.847)	
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(16)	19	-	1.453	-	-	-	-	-	-	-	-	1.437	
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	-	2.941	100	-	-	-	-	-	-	-	100	
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	947	-	-	-	-	-	-	-	-	947	
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	1.994	100	-	-	-	-	-	-	-	100	
 Ganancia (pérdida), antes de impuestos	65.795	30.918	276.996	170.177	209.671	244.141	-	-	-	-	-	(6)	552.452	
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	46.432	(5.937)	(80.327)	(43.146)	(78.132)	(64.998)	-	-	-	-	-	-	(112.927)	
 Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	112.227	24.981	196.669	127.031	131.539	159.443	-	-	-	-	-	-	440.425	
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	82.464	60.663	-	-	-	6	-	82.464
GANANCIA (PÉRDIDA)	112.227	24.981	196.669	127.031	131.539	159.443	82.464	60.663	-	-	-	-	522.889	

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

Línea de Negocio	Distribución												
	País		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
	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	20.681	139.231	537.500	597.570	357.153	351.653	92.783	142.176	-	-	-	-	1.008.117
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(49.588)	(108.188)	(468.731)	(615.697)	(139.410)	(9.820)	(93.810)	(81.433)	-	-	-	-	(751.539)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	30.870	(24.249)	196.289	85.860	(168.155)	(95.951)	17.402	(26.452)	-	-	-	-	78.406

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 30.06.2023	al 31.12.2022
Mitsubishi Corporation	Enel Generación Costanera S.A.	Acreedor	Prenda	Planta Ciclo Combinado	US\$	-	-	36.734
BNDES	Enel Distribución Rio S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Clientes	US\$	-	-	660
Varios Acreedores	Enel Distribución Ceará S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Clientes	US\$	4.860	48.089	52.275
Varios Acreedores	EGP en Brasil	Acreedor	Varios	Varios	US\$	643.001	448.943	383.149
Varios Acreedores	Enel Distribución Perú S.A.	Acreedor	Hipoteca	Propiedades, planta y equipo	US\$	5.185	5.425	4.508
Total						653.046	502.457	477.326

Al 30 de junio 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\$ 5.185 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 30 de junio de 2023, Enel Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de MUS\$ 54.567.400 (MUS\$ 52.122.388 al 31 de diciembre de 2022).

36.2 Garantías Indirectas

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tipo	Nombre del Contrato	Fecha de Término	Acreedor de la Garantía	Deudor		Garantía		Saldo pendiente		
				Nombre	Relación	Garante	Tipo de Garantía	Moneda	al 30.06.2023	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\$	54.345	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\$	266.539	261.608
Préstamo Bancario	SCOTIABANK 4131 III	Febrero 2025	SCOTIABANK	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	37.415	37.116
Préstamo Bancario	SCOTIABANK 4131 IV	Febrero 2025	SCOTIABANK	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	22.427	22.249
Bonos	DEBÉNTURES - 23ª EMISSÃO - 2ª série	Septiembre 2023	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A.	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	151.037	139.403
Préstamo Bancario	ENEL ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLES FL (LATAM) B	Abril 2038	EUROPEAN INVESTMENT BANK	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	38.037	120.863
Leasing	C22BR3R00003	Junio 2031	BR Properties S.A.	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	10.459	9.752
Préstamo Bancario	SCOTIABANK 4131	Abril 2023	SCOTIABANK	EGP Cachoeira Dourada	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	-	31.363
Préstamo Bancario	BNDES BOA VISTA B1, B2 e B3	Diciembre 2034	BNDES	EGP Boa Vista	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	13.861	13.277
Préstamo Bancario	SAN 4131 EGP- 1	Agosto 2033	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	45.593	47.353
Préstamo Bancario	CHINA 4131 EGP- 1	Agosto 2033	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	47.454	49.286
Préstamo Bancario	SAN 4131 EGP- 2	Agosto 2033	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	40.782	42.356
Préstamo Bancario	CHINA 4131 EGP- 2	Agosto 2033	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	42.447	44.085
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA B A1, A2 e A3	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina B	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	14.364	13.772
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA C B1, B2 e B3	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina C	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	3.364	3.225
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA D A1, A2, A3, C1 e C2	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina D	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	14.388	13.795
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA E A1, A2, A3, D1 e D2	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina E	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	14.456	13.860
Préstamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	EGP Ituverava Norte	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	10.898	11.405
Préstamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	EGP Ituverava Norte	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	10.471	10.957
Préstamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	PROPARCO	EGP Ituverava Norte	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	19.254	20.700
Préstamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA S	Diciembre 2031	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	EGP Ituverava Sul	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	16.348	17.108
Préstamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA S	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	EGP Ituverava Sul	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	15.707	16.437
Préstamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA S	Junio 2032	PROPARCO	EGP Ituverava Sul	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	28.880	31.050
Préstamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA	Diciembre 2031	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	EGP Ituverava	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	10.898	11.405
Préstamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	EGP Ituverava	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	10.471	10.957
Préstamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA	Junio 2032	PROPARCO	EGP Ituverava	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	19.254	20.700
Préstamo Bancario	BNDES SÃO ABRAÃO A1, A2 e A3	Diciembre 2034	BNDES	EGP Sao Abraao	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	13.896	13.310
Préstamo Bancario	BEI 2017	Julio 2033	EUROPEAN INVESTMENT BANK	EGP Perú	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	121.601	127.245
Préstamo Bancario	ENEL ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLES FL (LATAM) 2021	Diciembre 2036	EUROPEAN INVESTMENT BANK	EGP Perú	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	26.668	10.181
Préstamo Bancario	BID 2021	Septiembre 2031	INTER-AMERICAN DEVELOPMENT BANK	EGP Perú	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	41.144	40.702
Total									1.162.468	1.259.373

(1) Al dividirse el emisor original, entre Endesa Chile (hoy Enel Generación Chile S.A.) y Endesa Américas y de acuerdo con el contrato de deuda, todas las sociedades que surjan de la división son solidariamente responsables, sin perjuicio de que la obligación de pago la mantiene Enel Generación Chile S.A. Luego de la fusión llevada a cabo en 2016, Enel Américas asumió la responsabilidad solidaria de Endesa Américas.

36.3 Litigios y arbitrajes

A la fecha de preparación de estos Estados financieros consolidados, los litigios más relevantes de Enel Américas y sus subsidiarias son los siguientes:

a) Juicios pendientes Enel Américas (Sociedad Matriz):

1. El Servicio de Impuestos Internos (SII) efectuó una revisión normal correspondiente al año comercial 2012 (Año Tributario 2013). Con fecha 4 de septiembre 2015, notificó liquidación de impuestos por diferencia del impuesto adicional. Con fecha 1 de abril 2022, la Corte Suprema otorgó la suspensión del Cobro de impuestos por un período de noventa días, y así se ha repetido la situación hasta el cierre de estos estados financieros. El juicio se encuentra a la espera de la resolución de un recurso de casación en el fondo. Cuantía M\$10.978.378 (MUS\$13.686).

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\$12.075).

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 MBRL401.338 (MUS\$83.196).

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 monto involucrado en las dos demandas es de MBRL457.439 (MUS\$94.825).
 - (ii) Cooperativa de Energia, Telefonía e Desenvolvimento Rural – COERCE x Companhia Energética do Ceará – Coelce. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia. El monto involucrado en la demanda es de MBRL274.703 (MUS\$56.945)
 - (iii) Cooperativa de Energia, Telefonía e Desenvolvimento Rural – COPERCA x Companhia Energética do Ceará – Coelce. El monto involucrado en la demanda es de MBRL238.619 (MUS\$49.465).

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 monto involucrado en la demanda en relación con los contratos de Enel Distribuição Ceará era de MBRL276.457 (MUS\$52.579).

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 MBRL273.726 (MUS\$56.742).
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 MBRL244.937 (MUS\$50.775).
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 MBRL350.304 (MUS\$72.617).

Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía y Servicios)

12. Endicon Engenharia de Instalações e Construções S/A ha presentado una demanda por daños materiales y morales en contra Enel Distribución Rio (Ampla Energía e Serviços) y Enel Distribución Ceará (Companhia Energética do Ceará – COELCE) por supuestos incumplimientos contractuales. El monto involucrado en la demanda en relación con los contratos de Enel Distribución Rio es de MBRL197.835 (MUS\$41.010)
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. El monto involucrado en la demanda era de MBRL142.800 (MUS\$29.602).
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 MBRL1.418.545 (MUS\$294.059).
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 MBRL143.189 (MUS\$29.632).

17. Cibran ha presentado algunas demandas indemnizatorias por problemas con el suministro de energía, ocurridos durante el período que va entre los años 1987 a 1999 y algunos días del año de 2002. El monto involucrado es indeterminado.

Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Eletropaulo)

18. Eletropaulo ha presentado una acción anulatoria de la decisión administrativa de ANEEL que determinó la exclusión retroactiva de las tarifas practicadas por Eletropaulo antes de la fecha de su tercera revisión periódica, con restitución de valores asociados a la red posiblemente inexistente y rechazó el pedido subsidiario (hecho por Eletropaulo) para la inclusión otros activos (red) de servicio existentes en la base de remuneración, pero inexistente en la base de remuneración de la compañía. No hay una decisión de primera instancia y la demanda está en su fase inicial. El monto involucrado en la demanda es de MBRL1.297.604 (MUS\$268.988).
19. 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.
20. 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.
21. 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.
22. 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.
23. 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 Publico del Trabajo pendiente de

decisión en la Corte Superior del Trabajo. El monto involucrado en la demanda es MBRL120.000 (MUS\$ 24.876) más un monto aún indeterminado.

24. 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 MBRL169.755 (MUS\$35.190).
25. 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 MBRL256.028 (MUS\$53.074).
26. 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 MBRL249.546 (MUS\$51.730).
27. 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 MBRL186.275 (MUS\$38.614).
28. 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 MBRL177.744 (MUS\$36.846).
29. 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 MBRL166.516 (MUS\$34.518).
30. 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\$144.587). La Autoridad Tributaria Federal no ratificó la cuantía total de MBRL704.211 (MUS\$145.980). En junio de 2023, hubo decisión favorable en un litigio judicial relativo a dos compensaciones, por un monto de MBRL142.387 (MUS\$29.516), para que el tema sea juzgado nuevamente a nivel administrativo.
31. 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 MBRL226.740 (MUS\$47.002).

32. 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 MBRL195.454 (MU\$40.517).
33. 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 MBRL231.558 (MUS\$48.001).
34. 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 MBRL212.196 (MUS\$43.987).
35. 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\$59.006). Cuantía del litigio es de MBRL291.818 (MUS\$60.493). En junio de 2023, una de las actas, en el valor de MBRL23.041 (MUS\$4.776), fue cerrada parcialmente favorable a la Compañía. Se espera la intimación con el monto remanente para seguir con la discusión en Juicio.
36. 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: MBRL808.605 (MUS\$167.621).
37. 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. Recurso de apelación pendiente. El monto involucrado en la demanda es de MBRL315.766 (MUS\$65.457).
38. 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 monto involucrado en la demanda es de MBRL222.549 (MUSD46.134).

39. Eletropaulo ha presentado una acción anulatoria de la decisión de La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL que ha sancionado a Enel por supuestos errores en el registro de la base de activos de la compañía para la cancelación total de la sanción. El juez dictó decisión rechazando la demanda de Eletropaulo. ENEL Sao Paulo ha presentado una apelación al Tribunal (segunda instancia), a la fecha sin resolución. Hay una medida cautelar vigente suspendiéndose todos los efectos de las sanciones. El monto involucrado en la sanción es de MBRL207.633 (MUS\$43.042).
40. 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 MBRL4.333.364 (MUS\$898.290), MBRL606.350 (MUS\$125.694) y MBRL3.148.697 (MUS\$652.713), respectivamente.

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

El Grupo adoptará los procedimientos de recuperación de crédito fiscal de acuerdo con las disposiciones legales. La transferencia a los consumidores dependerá del uso efectivo del crédito fiscal por parte de las Compañías y se llevará a cabo de acuerdo con las regulaciones de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

El 28 de junio de 2022 se publicó la Ley 14.385/2022 para regular la devolución a los consumidores de los montos de los impuestos recaudados en exceso por los prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica, tales como los resultantes de la exclusión del ICMS de la base de cálculo del PIS y COFINS.

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.

41. Enel Cien es una transmisora del grupo Enel en Brasil, su red conecta el sistema eléctrico de Brasil y Argentina. Enel Cien ha firmado con dos empresas brasileñas (Furnas y Tractebel Energia S.A) contratos de compra y venta de energía con potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina. En 2005, en razón de la crisis energética y económica en Argentina, no fue posible cumplir los términos del contrato. Las dos compañías han presentado acciones de declaración de rescisión contractual, imposición de sanción contractual y pedido de indemnización (no estimable a la fecha).
- Furnas y Enel Cien S.A. La demanda fue juzgada en favor de Enel y la decisión quedó firme.
 - Tractebel Energia S.A. y Enel CIEN S.A. En febrero de 2023, fue publicada decisión favorable a CIEN. A la espera de juzgamiento del recurso de Tractebel. El monto involucrado en la demanda era de MBRL697.199 (MUS\$144.597).

Colombia:

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

42. 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.

43. 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. 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 recursos de incidente de nulidad de actuaciones, incidente de nulidad con posterioridad a la sentencia y una demanda de revisión. El 27 de junio del 2023 han sido rechazados, así como también la demanda de revisión. No quedan procesos pendientes de estas acciones y el expediente regresará al Centro Arbitral para archivo del proceso. Actualmente, la compañía se encuentra analizando esta situación para determinar las acciones a seguir. Al 30 de junio del 2023, el monto involucrado es de US\$362 millones.

En relación a los litigios anteriormente descritos, el Grupo ha constituido provisiones por MUS\$77.640 al 30 de junio de 2023 (ver Nota 25). Existen otros litigios que también tienen provisiones asociadas pero que no son descritas en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía, la Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por litigios, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

36.4 Restricciones financieras

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

Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enel Américas contienen cláusulas de cross default las cuales se detallan a continuación:

Restricciones financieras	Enel Américas	Enel Américas	Enel Américas
Tipo instrumento con restricción	Línea de Crédito	Bonos Yankee	Bonos Yankee
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Cualquier deuda que mantenga Enel Américas, por cualquier deuda financiera en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$150 millones en una deuda individual.	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Américas o alguna Subsidiaria Significativa, por cualquier monto en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$150 millones en una deuda individual.	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Américas, por cualquier monto en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$30 millones en una deuda individual.
Acreedor	BBVA, S.A. New York Branch	BNY Mellon (representante de los tenedores de bonos)	BNY Mellon (representante de los tenedores de bonos)
Número de inscripción	-	ISIN: US29274FAF18	ISIN: US29274FAC86
Nombre indicador o ratio financiero	Cross default	Cross default	Cross default
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Deuda en mora mayor a US\$150 millones de principal en forma individual.	Deuda en mora mayor a US\$150 millones de principal en forma individual.	Deuda en mora mayor a US\$30 millones de principal en forma individual.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	No poseer deudas individuales en mora superiores US\$150 millones.	No poseer deudas individuales en mora superiores US\$150 millones.	No poseer deudas individuales en mora superiores US\$30 millones.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	No existen deudas en mora por un monto superior a US\$150 millones de forma individual.	No existen deudas en mora por un monto superior a US\$150 millones de forma individual.	No existen deudas en mora por un monto superior a US\$30 millones de forma individual.
Cumplimiento SI/NO	SI	SI	SI
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	-	-	-

Covenants Financieros

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

Las deudas de las filiales de Enel Américas incluyen los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en el respectivo contrato.

Restricciones financieras	Enel Distribución Perú	Enel Generación Perú	Enel Distribución Ceará	Enel Distribución Ceará
Tipo instrumento con restricción	Bonos IV Programa	Bono III Programa	Bonos 5ta, 6ta y 7ta Emisiones	Cred. con Inst. Fin. y Bonos 8va, 9va, 10ma y 11ma Emisiones
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Se debe mantener una Razón de Endeudamiento Neto a Patrimonio Neto inferior o igual a 1,70.	Se debe mantener una Razón de Endeudamiento inferior o igual a 1,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.
Acreedor	Banco Continental S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco Continental S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Scotiabank, BNP Paribas, SMBC, Citi, Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)
Número de inscripción	ISIN: PEP70101M498; PEP70101M506; PEP70101M514; PEP70101M522; PEP70101M530	ISIN: PEP70051M198; PEP70051M354	ISIN: BRCEDEBS077; BRCEDEBS085; BRCEDEBS0A3; BRCEDEBS0B1; BRCEDEBS0C9; BRCEDEBS0D7	-
Nombre indicador o ratio financiero	Razón de Endeudamiento	Razón de Endeudamiento	Deuda Financiera Neta / EBITDA	Deuda Financiera Neta / EBITDA
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	La suma del Total de Pasivos menos Caja dividido por el Patrimonio Neto.	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por Patrimonio Neto Consolidado.	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA.	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	Se debe mantener una Razón de Endeudamiento inferior o igual a 1,70.	Se debe mantener una Razón de Endeudamiento inferior o igual a 1,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	0,87	0,19	2,93	2,94
Cumplimiento SI/NO	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Total de Pasivos; Pasivos Diferidos; Caja; Patrimonio Neto	Deuda Financiera; Caja; Patrimonio Neto Consolidado	Deuda Financiera, Caja, EBITDA	Deuda Financiera, Caja, EBITDA

Restricciones financieras	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Distribución Sao Paulo	EGP Volta Grande
Tipo instrumento con restricción	Bonos 23ra Emisiones	Bonos 24ta, 25ta, 26ta y 27ma Emisiones	Cred. con Inst. Fin.	Bonos 1ra Emisión
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA 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.
Acreedor	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 y Scotiabank	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	0,90	0,89	0,89	2,38
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 30 de junio 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 30 de junio 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 30 de junio 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 30 de junio de 2023, la subsidiaria de generación en Argentina, Enel Generación El Chocón S.A., ha cobrado 61 cuotas de las 120 pactadas.

El saldo pendiente por cobrar al 30 de junio de 2023 asciende a MUS\$ 138.988 (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\$ 138.988 (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".

El 25 de abril de 2023, la Secretaría de Energía emitió una nota dirigida a CAMMESA, mediante la cual le instruye realizar las gestiones necesarias para aplicar el acta acuerdo celebrada el 29 de diciembre de 2022 en el marco del "Régimen Especial de Regularización de Obligaciones", en lo concerniente a la implementación de un plan de pagos para la deuda remanente de Edesur con esa compañía, según los alcances del acuerdo mencionado. Lo anterior, sobre la base de la memoria de cálculo remitida por CAMMESA a la Secretaría de Energía el 18 de abril de 2023 y de la conformidad manifestada por Edesur el 20 de abril de 2023.

Respecto al "Acta Acuerdo Régimen Especial de Obligaciones" (artículo 87 de la Ley N° 27.591 de Presupuesto General de la Administración Nacional para el ejercicio 2021), el 18 de mayo de 2023, con el alcance establecido en el acta acuerdo del 29 de diciembre de 2022, se implementó el plan de pagos con CAMMESA, que considera un plazo de 96 cuotas mensuales, una tasa de interés equivalente al 50% de la vigente en el M.E.M. y un mecanismo de cancelación de cuotas mensuales escalonadas crecientes. La primera cuota se cancelará en septiembre de 2023.

El pago se encuentra sujeto al otorgamiento por parte del ENRE de la recomposición del Valor Agregado de Distribución (VAD) o Costo Propio de Distribución (CPD) durante el proceso de adecuación tarifaria de transición.

Asimismo, se reconoció un pasivo por ingreso diferido por el beneficio de una tasa de interés inferior a la del mercado, que, a la fecha de los presentes estados financieros intermedios, asciende a MARS 48.476.716 (MUSD 188.824). Ver nota 9.b).

El 18 de mayo de 2023, CAMMESA y Edesur celebraron un acuerdo de regularización de obligaciones por la deuda acumulada durante el período desde septiembre de 2022 hasta febrero de 2023. La deuda reconocida por Edesur asciende a MARS 23.898.004 (MUSD 93.086), que corresponde a las facturas emitidas por CAMMESA durante el período mencionado, netas de los pagos parciales realizados. Se revierten recargos e intereses. La mencionada deuda fue convertida a megavatios hora (MWh) resultando una deuda consolidada de 5.175.420,24 MWh. El plan de pago establece que Edesur pagará en 96 cuotas iguales, mensuales y consecutivas. El monto mensual de las cuotas se determinará en pesos tomando los MWh totales divididos entre 96 cuotas por el precio de conversión aplicable en el mes correspondiente. El vencimiento de la primera cuota ocurrió el 25 de junio de 2023.

Por último, el mismo 18 de mayo de 2023, se firmó un "Contrato de cesión de créditos en garantía", en cumplimiento de lo previsto en la Cláusula Séptima del Acta Acuerdo del 29 de diciembre de 2022 y en la Cláusula Quinta del Acta Acuerdo por el Plan de Regularización de Deudas (Art. 89 de la Ley N° 27.701 y Resolución SE N° 56/2023). En función de este contrato de cesión, Edesur garantiza a CAMMESA el pago de la facturación corriente por la compra de energía y el pago de los planes descriptos en esta nota. Para ello, cede irrevocablemente en

garantía la totalidad de los fondos presentes o futuros que ingresen bajo cualquier concepto en la cuenta recaudadora del Banco Provincia de Buenos Aires indicada en dicho contrato. Este contrato se encontrará vigente durante 102 meses contados a partir del 18 de mayo de 2023.

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 61.708.614 (MUS\$ 240.368) al 30 de junio 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 30 de junio 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.

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

País	al 30.06.2023	al 31.12.2022
Argentina	3.573	4.020
Brasil	7.755	7.399
Colombia	2.394	2.326
Costa Rica	36	35
Chile	33	44
Guatemala	91	92
Panamá	94	96
Perú (*)	1.091	1.060
Total	15.067	15.072
Promedio	14.809	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 MBRL78.869 (MUS\$16.349).

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 MBRL1.823 (MUS\$378).
- 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 MBRL1.192 (MUS\$ 247).

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 174.435 (MUS\$36.160).
- 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\$11.132).

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 30 de junio de 2023 y 2022, son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	2023					2022 (Reexpresado)	
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso periodo anterior
Enel Colombia S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Ley 99	En proceso	455	455	-	3.372	31/12/2026	3.827	4.236
	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	En proceso	104	-	104	-	-	104	24
	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	872	872	-	4.512	31/12/2027	5.384	4.766
	Nueva Esperanza Compensación Ambiental	Compensaciones incluidas en la Resolución 1061 y el Acuerdo 017 de 2013 del Ministerio de Medio Ambiente y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del río Bogotá, comprometiendo a la compañía a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la sub estación Nueva Esperanza, Gran sabana y Compartir.	En proceso	26	26	-	168	31/12/2023	194	362
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	Terminado	42	-	42	-	-	42	28
Total				1.499	1.353	146	8.052	-	9.551	9.416

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	2022 (Reexpresado)					
				Monto 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	270	-	270	3.967	31/12/2023	4.236
	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Ley 99	En proceso	24	-	24	-	-	24
	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	273	-	5	4.494	31/12/2027	4.766
	Nueva Esperanza Compensación Ambiental	Compensaciones incluidas en la Resolución 1061 y el Acuerdo 017 de 2013 del Ministerio de Medio Ambiente y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del río Bogotá, comprometiendo a la compañía a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la sub estación Nueva Esperanza, Gran sabana y Compartir.	En proceso	83	268	-	279	31/12/2023	362
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	En proceso	28	83	28	-	-	28
Total				678	361	327	8.740	-	9.416

41. Hechos posteriores

Brasil

- El 3 de julio de 2023, Enel Distribución Rio amortizó € 50 millones según vencimiento programado del crédito contratado en julio 2021 con Enel Finance International NV.

Entre el 1 de julio 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 30.06.2023			al 31.12.2022		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Central Dock Sud S.A. (5)	Argentina	Peso argentino	-	-	-	-	72,01%	72,01%
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. - CTM	Argentina	Peso argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Distrilec Inversora S.A.	Argentina	Peso argentino	51,50%	-	51,50%	51,50%	-	51,50%
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur	Argentina	Peso argentino	-	99,45%	99,45%	-	99,45%	99,45%
Extranjero	Enel Argentina S.A.	Argentina	Peso argentino	99,92%	-	99,92%	99,92%	-	99,92%
Extranjero	Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Peso argentino	55,00%	45,00%	100,00%	55,00%	45,00%	100,00%
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A. (5)	Argentina	Peso argentino	-	-	-	-	75,68%	75,68%
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Peso argentino	-	67,67%	67,67%	-	67,67%	67,67%
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Peso argentino	41,94%	54,76%	96,70%	41,94%	54,76%	96,70%
Extranjero	Inversora Dock Sud S.A. (5)	Argentina	Peso argentino	-	-	-	57,14%	-	57,14%
Extranjero	Transportadora de Energía S.A. - TESA	Argentina	Peso argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Argentina S.A.	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%
Extranjero	Bogotá ZE S.A.S. (2)	Colombia	Peso colombiano	-	-	-	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Fontibon ZE S.A.S. (2)	Colombia	Peso colombiano	-	-	-	-	100,00%	100,00%
Extranjero	USME ZE S.A.S (2)	Colombia	Peso colombiano	-	-	-	-	100,00%	100,00%
Extranjero	EGP fotovoltaica La Loma S.A.S en 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	Latamsolar Fotovoltaica Sahagun S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	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 de Occidente, Ltda.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Montecristo, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Renovables de Guatemala, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Transmisora de Energía Renovable, S.A.	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 Rio S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,82%	99,82%	-	99,82%	99,82%
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,75%	99,75%	-	99,75%	99,75%

- (1) Con fecha 1 de marzo de 2022 Emgesa S.A. ESP modificó su razón social a Enel Colombia S.A. ESP.
- (2) Con fecha 25 de marzo de 2022 Enel X Colombia S.A.S cambió su razón social a Colombia ZE S.A.S. Con fecha 21 de abril de 2023 Enel Colombia S.A. vendió el 80% de la participación que mantenía sobre la sociedad Colombia ZE. Para más detalle ver nota 2.4.1 y 6.3.
- (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.
- (5) Ver nota 6.4

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 30.06.2023			al 31.12.2022		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Real brasileño	-	74,05%	74,05%	-	74,05%	74,05%
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Enel X Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Luz de Angra Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	51,00%	51,00%
Extranjero	Central Generadora Fotovoltaica Sao Francisco Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel 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 (6)	Brasil	Real brasileño	-	60,00%	60,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Alvorada Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Apiacas Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Alba Energia Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Bondia Energia Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 4 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power 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%

(6) Ver nota 2.4.1.

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 30.06.2023			al 31.12.2022		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 08 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 09 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Fazenda Aroeira Empreendimento de Energia Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 09 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 06 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 08 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 24 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 15 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 21 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 22 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 17 Ltda	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 13 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 16 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 11 Ltda	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 23 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 12 Ltda	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 14 Ltda	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Cirilo 01 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Cirilo 02 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Cirilo 03 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Morro Norte 01 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Morro Norte 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Morro Norte 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Morro Norte 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada C Ltda	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Ventos De São Cirilo Energias Renováveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada D Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada B Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada A Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Ventos De São Mário Energias Renováveis S/A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada E Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada F Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada G Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-

Anexo N°2 Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas.

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

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

ACTIVOS	el 30.06.2023								Total
	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	
Activo Corriente									
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	337	118.095	141	439.747	8.813	8.070	-	2109.517
Otros activos financieros corrientes	-	171	36.742	-	23.603	295	48.360	-	165.204
Otros activos no financieros corrientes	-	4.276	20.316	-	19.125	32.810	46.428	55	801.878
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	1.149	250.364	-	370.384	-	259.789	-	3.160.424
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	822	4.783	4.154	1.263	-	4	-	12.619
Inventarios corrientes	-	-	84.357	-	91.522	-	48.588	-	544.085
Activos por impuestos corrientes	-	9.339	18.231	-	181	898	1.366	-	96.088
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	383.721	-	-	163.816	3.387.042	-	-	4.053.207
Total Activo Corriente	-	399.815	532.868	4.295	1.109.641	3.429.858	412.805	55	10.942.002
Activo No Corriente									
Otros activos financieros no corrientes	-	-	929.600	-	8.678	25	14.799	-	4.807.189
Otros activos no financieros no corrientes	-	3.171	23.591	-	41.617	37.709	160	-	2.132.299
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	58	290.769	-	12.297	-	151	-	634.493
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	-	-	-	-	11	-	11
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	-	13.671	30	2.842	-	16.543
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	289.393	-	56.770	1.728	113.977	-	4.068.353
Plusvalía	-	-	28.216	-	14.967	-	50.234	-	1.972.552
Propiedades, Planta y Equipo	-	-	346.889	-	4.002.336	2.149.170	2.222.201	-	12.740.023
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	7.674
Activos por derecho de uso	-	-	15.999	-	714	165.236	463	-	182.312
Activos por impuestos diferidos	-	30.698	3.486	-	-	502	32.433	-	961.085
Total Activo No Corriente	-	33.927	1.927.843	-	4.161.050	2.354.400	2.437.271	-	28.912.514
Total Activos	-	433.742	2.460.731	4.295	5.280.691	5.784.258	2.849.876	55	37.854.516

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

ACTIVOS	el 31.12.2022								Total
	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	
Activo Corriente									
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	563	141.933	69	156.180	71.521	7.130	744.297	-	1.121.693
Otros activos financieros corrientes	135	3.805	-	33.086	112	52.539	125.624	-	216.301
Otros activos no financieros corrientes	4.686	84.040	-	12.141	51.358	14.569	560.549	44	727.387
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.340	103.384	-	336.435	201.476	322.331	3.469.866	-	4.434.832
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	611	8.681	4.225	907	379	39	1.109	-	16.961
Inventarios corrientes	-	8.790	-	89.348	51.932	28.938	368.443	-	547.447
Activos por impuestos corrientes	9.502	2.195	-	1.229	1.464	2.164	105.524	-	122.078
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	159.449	-	354.618	65.074	-	679.141
Total Activo Corriente	16.837	352.828	4.294	788.773	378.242	782.326	5.440.496	44	7.763.830
Activo No Corriente									
Otros activos financieros no corrientes	-	151.864	-	14.065	-	21.450	3.982.430	-	4.169.809
Otros activos no financieros no corrientes	3.455	20.426	-	31.979	40.017	310	2.219.406	-	2.315.593
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	100	115.972	-	11.985	-	8.021	343.549	-	479.627
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	3.677	-	-	15	-	-	3.692
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	3.008	63	2.316	51	-	5.438
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	210.799	-	163.488	86.974	100.053	3.061.806	-	3.623.120
Plusvalía	-	31.022	-	55.455	250.900	6.744	1.168.724	-	1.512.846
Propiedades, Planta y Equipo	-	1.365.556	-	3.634.827	2.176.957	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	166.814	34	119.247	-	345.839
Activos por impuestos diferidos	-	50.788	-	19	42.848	195	770.373	-	884.223
Total Activo No Corriente	3.555	1.959.610	3.677	3.961.487	2.784.573	2.269.829	16.047.098	-	27.009.817
Total Activos	20.392	2.312.438	7.971	4.750.260	3.142.815	3.052.155	21.487.572	44	34.773.647

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.06.2023									
PASIVOS	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	-	2	683.798	11.298	416.227	244.784	9.916	366.208	9.636	1.741.869
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	1.425	-	6.433	-	50	15.568	-	23.476
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	6.820	135.361	2.850	629.552	298.637	456.458	2.606.390	29	4.136.097
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	4.544	542.118	458.678	670	-	4.649	201.584	-	1.212.243
Otras provisiones corrientes	-	-	-	-	35.949	10.799	41.631	86.806	-	176.185
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	8.687	-	15.082	24.776	18.771	6.328	-	73.844
Otros pasivos no financieros corrientes	-	1.038	11.075	-	21.499	39.949	22.553	131.229	1	227.344
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	83.798	1.737.149	-	42.266	-	1.863.213
Total Pasivo Corriente	-	12.404	1.382.464	472.826	1.209.210	2.368.094	554.028	3.456.379	9.666	9.453.071
Pasivo No Corriente										
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	1.396.395	55.954	1.212.912	487.148	33.324	1.779.923	675	4.966.331
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	11.014	-	51.421	-	47	83.527	-	167.567
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	870	-	-	1.051	202.940	1.913.861	-	2.118.722
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	67.860	458.678	670	-	-	125.567	-	662.776
Otras provisiones no corrientes	-	-	6.294	-	59.545	51.241	9.804	538.838	-	665.722
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	42.227	-	87.362	221.117	346.550	48.751	-	746.007
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	1.452	216.429	-	71.299	4.091	14.878	1.406.408	-	1.714.657
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	18.968	-	-	19.397	151.410	46.550	-	236.325
Total Pasivo No Corriente	-	1.452	1.760.057	514.632	1.483.209	806.803	758.953	5.943.425	675	11.268.006
Total Pasivo	-	13.856	3.142.521	987.458	2.692.419	3.161.697	1.312.981	9.399.804	10.341	20.721.077

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	395.172	272.721	834.579	2.619.313	31	4.305.679
Otras provisiones corrientes	-	6.659	33.856	982.764	8.654	2.553	-4.294	313.095	-	1.351.675
Pasivos por impuestos corrientes	-	16	-	-	49.589	10.301	39.503	81.001	-	180.410
Otros pasivos no financieros corrientes	-	3.634	7.199	-	23.155	38.643	23.880	154.810	13.085	264.408
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	-	639.633
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	1.416.652	709.414	643.197	5.765.061	-	11.399.657
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	19.326.629

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 intermedios 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 30.06.2023					
	Cartera al día	Morosidad 1-90 días	Morosidad 91-180 días	Morosidad superior a 181 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar bruto	2.090.384	397.887	166.994	1.198.605	3.853.870	469.796
Provisión de deterioro	(68.236)	(33.414)	(55.798)	(861.045)	(1.018.493)	(5.656)
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	1.947	-	-	-	1.947	27.828
Provisión de deterioro	(30)	-	-	-	(30)	(565)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	324.037	-	-	-	324.037	170.291
Provisión de deterioro	(907)	-	-	-	(907)	(27.201)
Total	2.347.195	364.473	111.196	337.560	3.160.424	634.493

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2022					
	Cartera al día	Morosidad 1-90 días	Morosidad 91-180 días	Morosidad superior a 181 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar bruto	2.262.354	371.301	123.705	1.099.536	3.856.896	297.157
Provisión de deterioro	(65.157)	(29.557)	(40.079)	(757.332)	(892.125)	(4.923)
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	1.526	-	-	-	1.526	25.369
Provisión de deterioro	(27)	-	-	-	(27)	(512)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	1.468.617	-	-	-	1.468.617	185.594
Provisión de deterioro	(55)	-	-	-	(55)	(23.058)
Total	3.667.258	341.744	83.626	342.204	4.434.832	479.627

- Por tipo de cartera:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.06.2023					
	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	24.656.114	2.389.262	7.562.261	170.918	32.218.375	2.560.180
Entre 1 y 30 días	9.118.657	237.711	4.636.110	8.764	13.754.767	246.475
Entre 31 y 60 días	3.019.605	85.817	1.810.656	8.955	4.830.261	94.772
Entre 61 y 90 días	1.847.084	48.966	1.243.919	7.674	3.091.003	56.640
Entre 91 y 120 días	1.509.563	56.617	1.113.714	9.219	2.623.277	65.836
Entre 121 y 150 días	1.921.019	44.969	1.547.611	11.129	3.468.630	56.098
Entre 151 y 180 días	1.590.007	33.911	1.297.186	11.149	2.887.193	45.060
Entre 181 y 210 días	1.373.694	28.478	1.061.685	8.024	2.435.379	36.502
Entre 211 y 250 días	1.266.284	27.392	996.064	8.109	2.262.348	35.501
Superior a 251 días	13.435.582	996.882	4.231.766	129.720	17.667.348	1.126.602
Total	59.737.609	3.950.005	25.500.972	373.661	85.238.581	4.323.666

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	732.393	99.135	319.250
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	11.256	62.487	13.754	58.223
Total	743.649	161.622	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 30.06.2023	al 31.12.2022
Provisión cartera no repactada	116.851	157.228
Provisión cartera repactada	18.103	39.379
Castigos del período	-	-
Recuperos del período	(9.924)	(1.054)
Total	125.030	195.553

d) Número y monto de operaciones.

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Número y monto operaciones	al 30.06.2023		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	1.037.661	1.916.944	831.208	2.794.465
Monto de las operaciones	60.709	125.030	31.631	195.553

Anexo N°3.1 Información complementaria de cuentas comerciales

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cuentas Comerciales por Cobrar	al 30.06.2023											Total Corriente	Total No Corriente
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días		
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	363.089	3.565	2.943	2.845	2.856	3.147	1.498	877	1.200	1.168	17.577	400.765	8.468
Grandes Clientes	99.479	704	349	24	40	50	-	56	-	11	2.089	102.802	-
Clientes Institucionales	28.439	1.018	-	-	1	-	-	-	-	-	-	29.458	-
Otros	235.171	1.843	2.594	2.821	2.815	3.097	1.498	821	1.200	1.157	15.488	268.505	8.468
Provisión Deterioro	(3.470)	(62)	(114)	(136)	(150)	(140)	(34)	(794)	(1.191)	(1.112)	(4.216)	(11.419)	-
Servicios no facturados	290.664	1.018	-	-	-	-	-	-	-	-	2.753	294.435	8.468
Servicios facturados	72.425	2.547	2.943	2.845	2.856	3.147	1.498	877	1.200	1.168	14.824	106.330	-
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	1.727.295	242.910	91.829	53.795	62.980	52.951	43.562	35.625	34.301	137.863	969.994	3.453.105	461.328
Clientes Masivos	1.124.726	183.075	67.784	37.803	33.345	34.922	30.952	26.824	25.720	107.117	729.548	2.401.816	146.143
Grandes Clientes	477.838	47.529	17.724	9.828	8.390	8.917	7.621	6.346	6.189	20.555	161.754	772.691	306.352
Clientes Institucionales	124.731	12.306	6.321	6.164	21.245	9.112	4.989	2.455	2.392	10.191	78.692	278.598	8.833
Provisión Deterioro	(64.766)	(8.203)	(12.783)	(12.116)	(13.485)	(21.236)	(20.753)	(26.115)	(25.762)	(71.128)	(730.727)	(1.007.074)	(5.656)
Servicios no facturados	713.108	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	713.108	-
Servicios facturados	1.014.187	242.910	91.829	53.795	62.980	52.951	43.562	35.625	34.301	137.863	969.994	2.739.997	461.328
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	2.090.384	246.475	94.772	56.640	65.836	56.098	45.060	36.502	35.501	139.031	987.571	3.853.870	469.796
Total Provisión Deterioro	(68.236)	(8.265)	(12.897)	(12.252)	(13.635)	(21.376)	(20.787)	(26.909)	(26.953)	(72.240)	(734.943)	(1.018.493)	(5.656)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	2.022.148	238.210	81.875	44.388	52.201	34.722	24.273	9.593	8.548	66.791	252.628	2.835.377	464.140

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\$

	al 31.12.2022												
Cuentas Comerciales por Cobrar	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar 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	-
Clientes 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
Clientes 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
Clientes 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 30.06.2023											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	363.087	3.565	2.900	2.836	2.850	3.121	1.493	866	1.192	18.255	400.165	8.468		
Grandes Clientes	101.979	704	349	23	40	50	-	56	-	2.100	105.301	-		
Clientes Institucionales	28.439	1.018	-	-	1	-	-	-	-	182	29.640	-		
Otros	232.669	1.843	2.551	2.813	2.809	3.071	1.493	810	1.192	15.973	265.224	8.468		
Cartera repactada	2	-	43	9	6	26	5	11	8	490	-	-		
Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Otros	2	-	43	9	6	26	5	11	8	490	600	-		
DISTRIBUCIÓN														
Cartera no repactada	1.671.406	234.146	82.917	46.130	53.767	41.848	32.418	27.612	26.200	978.627	3.195.071	346.301		
Clientes Masivos	1.085.296	176.440	60.582	31.264	26.154	25.067	21.387	19.788	19.354	722.904	2.188.236	50.082		
Grandes Clientes	462.883	45.444	16.120	8.911	7.372	7.851	6.788	5.473	5.342	167.551	733.735	296.219		
Clientes Institucionales	123.227	12.262	6.215	5.955	20.241	8.930	4.243	2.351	1.504	88.172	273.100	-		
Cartera repactada	55.889	8.764	8.912	7.665	9.213	11.103	11.144	8.013	8.101	129.230	258.034	115.027		
Clientes Masivos	39.430	6.635	7.202	6.540	7.191	9.856	9.568	7.036	6.366	113.762	213.586	95.827		
Grandes Clientes	14.955	2.085	1.604	916	1.018	1.065	831	873	847	14.757	38.951	10.367		
Clientes Institucionales	1.504	44	106	209	1.004	182	745	104	888	711	5.497	8.833		
Total cartera bruta	2.090.384	246.475	94.772	56.640	65.836	56.098	45.060	36.502	35.501	1.126.602	3.853.270	469.796		

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

Tipos de Cartera	al 31.12.2022											Total Corriente	Total No Corriente	
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días				
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN														
Cartera no repactada	369.672	9.177	884	252	398	705	793	2.070	3.970	15.319	403.240	7.683		
Grandes Clientes	165.879	5.996	494	65	10	14	-	91	-	3.338	175.887	-		
Clientes Institucionales	16.614	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.614	-		
Otros	187.179	3.181	390	187	388	691	793	1.979	3.970	11.981	210.739	7.683		
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
DISTRIBUCIÓN														
Cartera no repactada	1.730.675	197.206	70.845	45.261	34.188	30.053	27.497	26.596	27.927	864.580	3.054.818	194.458		
Clientes Masivos	1.102.624	146.471	51.939	31.724	22.330	20.454	18.156	17.058	18.998	626.922	2.056.676	18.560		
Grandes Clientes	400.850	41.720	12.033	7.230	6.817	5.364	5.258	4.769	5.157	143.522	632.720	175.898		
Clientes Institucionales	227.201	9.015	6.873	6.307	5.041	4.235	4.083	4.759	3.772	94.136	365.422	-		
Cartera repactada	162.007	23.558	13.864	10.254	11.425	8.574	10.072	38.957	8.181	111.946	398.838	95.016		
Clientes 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 intermedios de Enel Américas.

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

País	Colombia				Perú				Argentina				Brasil				Centroamérica				Total			
	al 30.06.2023		al 31.12.2022		al 30.06.2023		al 31.12.2022		al 30.06.2023		al 31.12.2022		al 30.06.2023		al 31.12.2022		al 30.06.2023		al 31.12.2022		al 30.06.2023		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	208.800	11.054	140.074	9.536	-	-	76.483	12.488	134.281	-	102.807	-	612.633	-	639.992	5.560	-	-	18.456	-	955.714	11.054	977.812	27.584
Total Activo Estimado	208.800	11.054	140.074	9.536	-	-	76.483	12.488	134.281	-	102.807	-	612.633	-	639.992	5.560	-	-	18.456	-	955.714	11.054	977.812	27.584
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	122.467	14.986	91.158	13.498	-	-	37.431	9.994	68.064	-	59.414	-	341.954	75.197	412.966	51.538	-	-	-	-	532.485	90.183	600.969	75.030
Total Pasivo Estimado	122.467	14.986	91.158	13.498	-	-	37.431	9.994	68.064	-	59.414	-	341.954	75.197	412.966	51.538	-	-	-	-	532.485	90.183	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	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
Ventas de Energía	210.121	10.817	182.782	11.958	-	-	77.380	11.096	134.257	-	103.716	-	672.704	-	625.659	5.043	2.208	-	16.820	-	1.019.290	10.817	1.006.357	28.097
Compras de Energía	116.858	14.028	17.948	16.828	-	-	28.871	12.004	68.047	-	76.718	-	380.484	75.471	386.735	66.044	-	-	-	-	565.389	89.499	510.272	94.876

Anexo N°4 Detalle vencimiento proveedores

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas.

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Proveedores con pagos al día	al 30.06.2023				al 31.12.2022			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	162.119	397.997	673.331	1.233.447	121.175	619.492	655.512	1.396.179
Entre 31 y 60 días	82.745	312.327	20.051	415.123	40.223	578.561	74.725	693.509
Entre 61 y 90 días	121.667	175.781	65.366	362.814	24.534	14.797	4.702	44.033
Entre 91 y 120 días	62.941	34.730	11.885	109.556	41.988	22.555	8.050	72.593
Entre 121 y 365 días	41.961	25.024	103.519	170.504	27.992	24.049	29.122	81.163
Más de 365 días	4.631	228.948	3.591	237.170	4.830	23.391	4.688	32.909
Total	476.064	1.174.807	877.743	2.528.614	260.742	1.282.845	776.799	2.320.386
Periodo promedio de pago cuentas al día	43	36	43		32	42	31	

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Proveedores con plazos vencidos	al 30.06.2023				al 31.12.2022			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	-	-	-	-	2.715	43.370	2.800	48.885
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	24.196	24.196
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	20.047	20.047
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	25.371	25.371
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	47.219	47.219
Más de 365 días	-	-	-	-	-	-	460.704	460.704
Total	-	-	-	-	2.715	43.370	580.337	626.422
Periodo promedio de pago cuentas vencidas (días)	-	-	-		60	60	60	

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Detalle de Proveedores	al 30.06.2023				al 31.12.2022			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Proveedores por compra de energía	119.119	253.359	772.829	1.145.307	10.779	170.518	1.317.258	1.498.555
Proveedores por compra de combustibles y gas	981	490	164	1.635	-	14.897	-	14.897
Compra de Activos	64.463	31.399	10.466	106.328	71.075	13.059	4.344	88.478
Cuentas por pagar bienes y servicios	291.501	889.559	94.284	1.275.344	181.603	1.127.741	35.534	1.344.878
Total	476.064	1.174.807	877.743	2.528.614	263.457	1.326.215	1.357.136	2.946.808