



ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS
ENEL AMERICAS Y SUBSIDIARIAS
30 de Septiembre de 2024



Esta hoja esta intencionalmente sin contenido

CONTENIDO

I. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

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

II. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

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

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios
al 30 de septiembre de 2024 (no auditado) y 31 de diciembre de 2023

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	Nota	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	3.053.468	1.500.184
Otros activos financieros corrientes	7	439.657	154.679
Otros activos no financieros corrientes	8	564.065	753.276
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	2.993.674	3.033.039
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	10	16.762	17.343
Inventarios corrientes	11	465.163	497.890
Activos por impuestos corrientes	12	213.840	142.986
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		7.746.629	6.099.397
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5	300.731	4.220.062
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		300.731	4.220.062
Activos corrientes totales	[Subtotal]	8.047.360	10.319.459
Activos no corrientes			
Otros activos financieros no corrientes	7	4.972.565	5.085.227
Otros activos no financieros no corrientes	8	1.746.526	1.863.282
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	340.753	424.900
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	10	3	3
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13	17.396	16.575
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14	3.363.496	3.868.827
Plusvalía	15	1.225.705	1.367.918
Propiedades, planta y equipo	16	13.291.836	12.811.169
Propiedad de inversión		6.919	7.621
Activos por derecho de uso	17	193.879	185.672
Activos por impuestos diferidos	18	664.249	904.027
Activos no corrientes totales	[Subtotal]	25.823.327	26.535.221
TOTAL ACTIVOS		33.870.687	36.854.680

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios
al 30 de septiembre de 2024 (no auditado) y 31 de diciembre de 2023

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Pasivos corrientes			
Otros pasivos financieros corrientes	19	1.046.677	1.706.373
Pasivos por arrendamientos corrientes	20	32.794	26.143
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	23	3.900.871	3.685.645
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	10	1.003.343	1.839.784
Otras provisiones corrientes	24	188.602	166.597
Pasivos por impuestos corrientes	12	757.821	139.940
Otros pasivos no financieros corrientes	8	165.838	220.068
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		7.095.946	7.784.550
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5	111.728	1.942.870
Pasivos no corrientes o grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		111.728	1.942.870
Pasivos corrientes totales	[Subtotal]	7.207.674	9.727.420
Pasivos no corrientes			
Otros pasivos financieros no corrientes	19	4.298.440	5.039.173
Pasivos por arrendamientos no corrientes	20	169.928	169.862
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	23	1.214.663	1.648.541
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	10	58.000	313.063
Otras provisiones no corrientes	24	562.732	639.022
Pasivo por impuestos diferidos	18	751.162	600.518
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	25	1.005.578	1.600.122
Otros pasivos no financieros no corrientes	8	29.737	96.164
Pasivos no corrientes totales	[Subtotal]	8.090.240	10.106.465
TOTAL PASIVOS		15.297.914	19.833.885
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	26.1.1	15.799.227	15.799.227
Ganancias acumuladas		8.740.186	6.200.229
Otras reservas	26.5	(8.299.330)	(7.494.819)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	[Subtotal]	16.240.083	14.504.637
Participaciones no controladoras	26.6	2.332.690	2.516.158
PATRIMONIO TOTAL		18.572.773	17.020.795
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		33.870.687	36.854.680

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza

Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023 (no auditados)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ESTADOS DE RESULTADOS	Nota			julio a septiembre	
		2024	2023	2024	2023
Ingresos de actividades ordinarias	27	9.484.311	8.931.250	3.283.857	3.171.287
Otros ingresos, por naturaleza	27	867.524	876.332	319.211	265.956
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	<i>(Subtotal)</i>	10.351.835	9.807.582	3.603.068	3.437.243
Materias primas y consumibles utilizados	28	(6.154.998)	(5.759.373)	(2.266.581)	(2.056.309)
Margen de Contribución	<i>(Subtotal)</i>	4.196.837	4.048.209	1.336.487	1.380.934
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		126.242	137.367	41.143	48.116
Gastos por beneficios a los empleados	29	(506.800)	(515.419)	(176.064)	(173.060)
Gasto por depreciación y amortización	30	(844.019)	(730.961)	(284.634)	(246.453)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	30	(5.066)	25.139	103	31.030
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinadas de acuerdo con NIIF 9	30	(193.134)	(195.776)	(56.846)	(71.254)
Otros gastos por naturaleza	31	(805.282)	(770.809)	(262.429)	(256.136)
Resultado de Explotación	<i>(Subtotal)</i>	1.968.778	1.997.750	597.760	713.177
Otras ganancias (pérdidas)	32	3.801	(174.687)	2.402	(465)
Ingresos financieros	33	334.996	364.664	110.236	75.568
Costos financieros	33	(1.178.654)	(1.253.052)	(281.168)	(418.578)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	13	(107)	958	(100)	(2.183)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	33	(73.707)	66.634	3.539	(15.154)
Resultado por unidades de reajuste	33	288.375	313.483	75.218	143.533
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	<i>(Subtotal)</i>	1.343.482	1.315.750	507.887	495.898
Gasto por impuestos a las ganancias	18	(485.983)	(511.286)	(128.339)	(150.465)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		857.499	804.464	379.548	345.433
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	5.1	1.888.107	281.960	(114.219)	84.291
GANANCIA (PÉRDIDA)	<i>(Subtotal)</i>	2.745.606	1.086.424	265.329	429.724
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		2.465.553	782.738	175.817	306.601
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	26.6	280.053	303.686	89.512	123.123
GANANCIA (PÉRDIDA)		2.745.606	1.086.424	265.329	429.724
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por acción básica de Operaciones continuadas	US\$ / acción	0,00575	0,00534	0,00270	0,00241
Ganancia (pérdidas) por acción básica en operaciones discontinuadas	US\$ / acción	0,01723	0,00195	(0,00107)	0,00044
Ganancia (pérdida) por acción básica	US\$ / acción	0,02298	0,00730	0,00164	0,00286
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 continuadas	US\$ / acción	0,00575	0,00534	0,00270	0,00241
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	US\$ / acción	0,01723	0,00195	(0,00107)	0,00044
Ganancias (pérdida) diluida por acción	US\$ / acción	0,02298	0,00730	0,00164	0,00286
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	107.279.890	107.279.890	107.279.890	107.279.890

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza (continuación)

Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023 (no auditados)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$			julio a septiembre		
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	2024	2023	2024	2023
Ganancia (Pérdida)		2.745.606	1.086.424	265.329	429.724
Remediación (pérdidas) del plan de beneficios definidos	25	113.819	(257.620)	(11.187)	(3.083)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	113.819	(257.620)	(11.187)	(3.083)
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	(1.734.514)	329.768	228.341	(599.228)
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		1.357	(13.765)	(8.130)	(3.975)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		11	(2.211)	-	(299)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		68.856	(64.774)	(19.949)	(19.292)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		3.929	(27.914)	(144)	2.648
Otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	(1.660.361)	221.104	200.118	(620.146)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	<i>[Subtotal]</i>	(1.546.542)	(36.516)	188.931	(623.229)
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		(34.711)	82.841	1.094	1.044
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	(34.711)	82.841	1.094	1.044
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		(9.513)	17.635	9.446	5.464
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		-	-	6.640	-
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	(9.513)	17.635	16.086	5.464
Total Otro resultado integral		(1.590.766)	63.960	206.111	(616.721)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		1.154.840	1.150.384	471.440	(186.997)
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		1.044.335	836.018	399.050	(258.585)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		110.505	314.366	72.390	71.588
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		1.154.840	1.150.384	471.440	(186.997)



ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado Intermedio

Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023 (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 01.01.2023	15.799.499	(272)	(4.991.278)	(62.048)	-	(1.366)	-	(6.054.892)	(3.502.702)	(8.557.394)	5.715.317	12.957.150	2.489.968	15.447.118	
Cambios en patrimonio															
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	782.738	782.738	303.686	1.086.424	
Otro resultado integral	-	-	300.891	(52.960)	(168.660)	(9.042)	(16.949)	53.280	-	53.280	-	53.280	10.680	63.960	
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	836.018	314.366	1.150.384	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(330.826)	(330.826)	
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	184.643	(2.667)	168.660	-	98.864	449.500	432.204	881.704	(168.680)	713.044	117.769	830.813	
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera	(272)	272	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total de cambios en patrimonio	(272)	272	485.634	(55.627)	-	(9.042)	81.915	502.780	432.204	934.984	614.078	1.549.062	101.309	1.650.371	
Saldo final al 30.09.2023	15.799.227	-	(4.505.744)	(117.675)	-	(10.408)	81.915	(4.551.912)	(3.070.498)	(7.622.410)	6.329.395	14.506.212	2.591.277	17.097.489	
Saldo Inicial al 01.01.2024	15.799.227	-	(4.561.891)	(84.801)	-	(7.471)	298.410	(4.357.753)	(3.137.066)	(7.494.819)	6.200.229	14.504.637	2.516.158	17.020.795	
Cambios en patrimonio															
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.465.553	2.465.553	280.053	2.745.606	
Otro resultado integral	-	-	(1.513.845)	59.541	74.404	892	(42.210)	(1.421.218)	-	(1.421.218)	-	(1.421.218)	(169.548)	(1.590.766)	
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.044.335	110.505	1.154.840	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(203.969)	(203.969)	
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	360.022	-	(74.404)	-	(257.179)	28.439	588.268	616.707	74.404	691.111	(90.004)	601.107	
Total de cambios en patrimonio	-	-	(1.153.823)	59.541	-	892	(299.389)	(1.392.779)	588.268	(804.511)	2.539.957	1.735.446	(183.468)	1.551.978	
Saldo final al 30.09.2024	15.799.227	-	(5.715.714)	(25.260)	-	(6.579)	(2.979)	(5.750.532)	(2.548.798)	(8.299.330)	8.740.186	16.240.083	2.332.690	18.572.773	

- (1) Ver Nota 26.1
- (2) Ver Nota 26.2
- (3) Ver Nota 26.5
- (4) Ver Nota 26.6

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Flujo de Efectivo Consolidados Intermedios, Directos
Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023 (no auditados)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2024	2023
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		
Clases de cobros por actividades de operación		
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	13.094.227	14.014.228
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	24.520	31.453
Otros cobros por actividades de operación	589.965	629.021
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(7.055.026)	(8.633.095)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(971.236)	(712.423)
Otros pagos por actividades de operación	6.d (3.194.810)	(2.896.618)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones)		
Impuestos a las ganancias pagados	(660.765)	(634.347)
Otras entradas (salidas) de efectivo	(157.536)	(138.710)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	1.669.339	1.659.509
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	6.e 4.253.718	65.475
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	584.867	551.442
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	(792.253)	(555.565)
Préstamos a entidades relacionadas	-	(857)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo	7.592	184.820
Compras de propiedades, planta y equipo	(972.967)	(1.685.164)
Importes procedentes de ventas de activos intangibles	-	1.204
Compras de activos intangibles	(716.512)	(669.064)
Compras de otros activos a largo plazo	-	(3.913)
Cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros	5.9 -	1.291.992
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	(11.045)	(74.115)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	31.912	14.787
Cobros a entidades relacionadas	5.784	-
Dividendos recibidos	75	238
Intereses recibidos	108.037	107.040
Otras entradas (salidas) de efectivo	(8.369)	(3.166)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	2.490.839	(774.846)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		
Pagos por otras participaciones en el patrimonio	-	(9.531)
Total importes procedentes de préstamos	6.f 887.343	1.937.754
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	343.530	669.103
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	543.813	1.268.651
Préstamos de entidades relacionadas	6.f 1.173.606	167.892
Reembolsos de préstamos	6.f (1.611.500)	(1.594.389)
Pagos de pasivos por arrendamientos	6.f (45.324)	(37.231)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	6.f (2.125.942)	(687.339)
Dividendos pagados	(328.502)	(134.025)
Intereses pagados	6.f (576.029)	(568.994)
Otras entradas (salidas) de efectivo	6.f 5.627	(32.759)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(2.620.721)	(958.622)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	1.539.457	(73.959)
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	(147.507)	17.173
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	1.391.950	(56.786)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	6 1.666.529	1.165.519
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	6.c 3.058.479	1.108.733

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

**Notas a los Estados Financieros Consolidados Intermedios
al 30 de septiembre de 2024**

1.	Información general.....	12
2.	Bases de presentación de los estados financieros consolidados intermedios	13
2.1	Bases de preparación.....	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%.....	21
2.5	Entidades asociadas.....	21
2.6	Acuerdos conjuntos.....	22
2.7	Principios de consolidación y combinaciones de negocio	22
2.8	Moneda Funcional.....	24
2.9	Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera	24
3.	Políticas contables aplicadas	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.....	36
g.3)	Deterioro de valor de los activos financieros.....	36
g.4)	Pasivos financieros excepto derivados.....	38
g.5)	Derivados y operaciones de cobertura	38
g.6)	Baja de activos y pasivos financieros	40
g.7)	Compensación de activos y pasivos financieros	40
g.8)	Contratos de garantías financieras.....	40
h)	Medición del valor razonable	40
i)	Inversiones contabilizadas por el método de participación	42
j)	Inventarios.....	42
k)	Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas	42
l)	Acciones propias en cartera.....	43
m)	Provisiones.....	44
m.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.....	44
n)	Conversión de saldos en moneda extranjera	45
o)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	45
p)	Impuesto a las ganancias	45
q)	Reconocimiento de ingresos y gastos	46
r)	Ganancia (pérdida) por acción	48
s)	Dividendos.....	48
t)	Gastos de emisión y colocación de acciones	49
u)	Estado de flujos de efectivo.....	49
4.	Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico	50
i.	Marco regulatorio:	50
ii.	Límites a la integración y concentración	65
iii.	Mercado de clientes no regulados	65
5.	Activos no corrientes o grupos de activos mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas	67
5.1	Operación de venta de subsidiarias operativas en Perú	68
5.2	Transferencia de activos vinculados al proyecto eólico Windpeshi de Enel Colombia S.A.	71
5.3	Operación de venta de Transmisora de Energía Renovable S.A.	72
5.4	Operación de venta de Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE, Fontibón ZE	72
5.5	Operación de venta de Enel Generación Costanera e Inversora Dock Sud.....	73
5.6	Transferencia de activos vinculados a la concesión de transmisión en Enel CIEN	74
5.7	Operación de venta de Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (SPCC)	74
5.8	Operación de venta de Enel Generación Fortaleza	75
5.9	Operación de venta de Enel Distribución Goías	75
6.	Efectivo y equivalentes al efectivo	76
7.	Otros activos financieros	79
8.	Otros activos y pasivos no financieros.....	80
9.	Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar.....	82
10.	Saldos y transacciones con partes relacionadas.....	84
10.1	Saldos y transacciones con entidades relacionadas	84
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	84
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas	85
c)	Transacciones significativas y sus efectos en resultados.....	86
d)	Flujos futuros no descontados de préstamos por pagar empresas relacionadas.....	86
e)	Transacciones significativas Enel Américas.....	87
10.2	Directorio y personal clave de la gerencia	90
10.3	Retribución del personal clave de la gerencia.....	92
a)	Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia.....	92

b)	Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.....	93
10.4	Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción	93
10.5	Programa de Unidades de Acciones Restringidas	93
11.	Inventarios.....	94
12.	Activos y pasivos por impuestos.....	94
13.	Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.....	95
13.1	Inversiones contabilizadas por el método de participación	95
14.	Activos intangibles distintos de la plusvalía	97
15.	Plusvalía	100
16.	Propiedades, planta y equipo.....	103
17.	Activos por derecho de uso	106
18.	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.....	108
a)	Impuesto a las ganancias.....	108
b)	Impuestos diferidos.....	108
19.	Otros pasivos financieros	111
a)	Préstamos que devengan intereses.	111
b)	Obligaciones con el Público No Garantizadas.....	116
c)	Obligaciones con el Público Garantizadas.....	119
d)	Deuda de cobertura.....	120
e)	Otros aspectos.....	120
f)	Flujos futuros de deuda no descontados	121
20.	Pasivos por arrendamientos	122
20.1	Individualización de Pasivos por Arrendamientos.....	123
20.2	Flujos futuros de deuda no descontados.....	125
21.	Política de gestión de riesgos	126
22.	Instrumentos financieros	130
22.1	Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.....	130
22.2	Instrumentos derivados	131
22.3	Jerarquías del valor razonable.....	133
23.	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes y no corrientes	134
24.	Provisiones.....	135
25.	Obligaciones por beneficios post empleo	136
25.1	Aspectos generales:	136
25.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:	137
25.3	Otras revelaciones:	139
26.	Patrimonio	141
26.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	141
26.2	Reservas por diferencias de cambio por conversión	141
26.3	Gestión del capital	141
26.4	Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio)	142
26.5	Otras Reservas.....	142
26.6	Participaciones no controladoras.....	144
27.	Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos	145
28.	Materias primas y consumibles utilizados	145
29.	Gastos por beneficios a los empleados.....	146
30.	Gasto por depreciación, amortización y pérdida por deterioro de propiedades, planta y equipo y activos financieros de acuerdo a NIIF 9	146
31.	Otros gastos por naturaleza	147
32.	Otras ganancias (pérdidas).....	147
33.	Resultado financiero	148
34.	Información por segmento.....	150
34.1	Criterios de segmentación.....	150
34.2	Generación y Transmisión, Distribución y otros.....	153
34.3	Países	156
34.4	Generación y Transmisión, y Distribución por países	159
35.	Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros compromisos	165
35.1	Garantías directas.....	165
35.2	Garantías Indirectas	166
35.3	Litigios y arbitrajes.....	167
35.4	Restricciones financieras	178
35.5	Otras informaciones.....	181
36.	Dotación	184
37.	Sanciones.....	185
38.	Medio ambiente.....	187
39.	Información financiera resumida de subsidiarias.....	189
40.	Hechos posteriores.....	191
	Anexo N°1 Sociedades que componen el Grupo Enel América	193
	Anexo N°2 Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera	198
	Anexo N°3 Información adicional oficina circular N° 715 del 3 de febrero de 2012	200
	Anexo N°3.1 Información complementaria de cuentas comerciales.....	203
	Anexo N°3.2 Estimaciones de ventas y compras de energía, potencia y peaje	207
	Anexo N°4 Detalle vencimiento proveedores.....	208

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERÍODO TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024

(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 Roger de Flor 2725, Torre 2, Las Condes, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile (en adelante “CMF”) con el N° 0175, y sus acciones registradas y cotizando en la Bolsa de Comercio de Santiago y en la Bolsa Electrónica de Chile.

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

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

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

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

La dotación del Grupo alcanzó los 14.833 trabajadores al 30 de septiembre de 2024. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el periodo 2024 fue de 14.527 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica. Ver Nota 36.

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 Bases de preparación

Los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas al 30 de septiembre de 2024, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 24 de octubre de 2024, han sido preparados de acuerdo con las Normas de Contabilidad NIIF, emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board (IASB)).

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enel Américas y sus subsidiarias al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los períodos de nueve y tres meses terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023, 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 se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo con las Normas de Contabilidad NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable.

2.2 Nuevos pronunciamientos y cambios contables

a) Pronunciamientos contables adoptados por el Grupo a partir del 1 de enero de 2024

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

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

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

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

La adopción de estas enmiendas no generó impactos en los estados financieros consolidados 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.

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

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

El 25 de mayo de 2023, el IASB emitió enmiendas a los requisitos de divulgación de la NIC 7 Estado de Flujos de Efectivo y NIIF 7 Instrumentos Financieros – Información a Revelar para mejorar 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.

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

b) Pronunciamientos contables con aplicación a contar de 1 de enero de 2025 y siguientes

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

Normas, Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Enmiendas a NIC 21: Ausencia de Convertibilidad	1 de enero de 2025
Enmiendas a NIIF 9 y NIIF 7: Clasificación y Medición de Instrumentos Financieros	1 de enero de 2026
Mejoras anuales a las Normas de Contabilidad NIIF (Volumen 11): <ul style="list-style-type: none"> - NIIF 1 Adopción por primera vez de las NIIF - NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar - NIIF 9 Instrumentos Financieros - NIIF 10 Estados Financieros Consolidados - NIC 7 Estado de Flujos de Efectivo 	1 de enero de 2026
NIIF 18: Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros	1 de enero de 2027
NIIF 19: Subsidiarias sin Responsabilidad Pública - Revelaciones	1 de enero de 2027

Enmiendas a NIC 21 "Ausencia de Convertibilidad"

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

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

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

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

Enmiendas a NIIF 9 y NIIF 7 "Clasificación y Medición de Instrumentos Financieros"

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

Estas enmiendas abordan los siguientes temas:

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

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

Estas enmiendas son aplicables de forma retroactiva para los períodos anuales que comiencen a contar de 1 de enero de 2026. Se permite su aplicación anticipada.

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

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

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

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

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

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

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

NIIF 18 "Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros"

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

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

- Mejora de la comparabilidad del estado de resultados. La Norma introduce tres categorías definidas de ingresos y gastos (operación, inversión y financiación) para mejorar la estructura del estado de resultados y exige la presentación de nuevos subtotales definidos, incluida la utilidad operativa. La estructura mejorada y los nuevos subtotales brindarán a los inversores un punto de partida consistente para analizar el desempeño de las empresas y facilitarán la comparación entre ellas.
- Mayor transparencia de las medidas de desempeño definidas por la administración. La Norma requiere que las empresas revelen explicaciones de aquellas medidas específicas que están relacionadas con el estado

de resultados, denominadas “medidas de desempeño definidas por la administración”. Los nuevos requisitos mejorarán la transparencia de las medidas de desempeño definidas por la administración y las harán sujetas a auditoría.

- Agrupación más útil de la información en los estados financieros. La Norma establece directrices mejoradas sobre cómo organizar la información y si proporcionarla en los estados financieros principales o en las notas.

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

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

NIIF 19 “Subsidiarias sin Responsabilidad Pública – Revelaciones”

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

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

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

La Administración ha determinado que la NIIF 19 no es aplicable a los estados financieros consolidados del Grupo, debido a que Enel Américas no cumple con los criterios de elegibilidad.

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.

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

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

- En un acuerdo de concesión de servicios, determinación de si un concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador, a quién y a qué precio, factores esenciales para la aplicación de CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios* (ver Nota 3.d.1).

- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 3.e).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 3.h).
- La determinación de la moneda funcional de Enel Américas (ver Nota 2.8).
- Aplicación del modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias previsto por la NIIF 15 (ver Nota 3.q).

Las estimaciones contables se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos no financieros y plusvalías (ver Nota 3.e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.m.1 y 25).
- La vida útil de las propiedades, planta y equipo e intangibles (ver Notas 3.a y 3.d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.h y 22).
- 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.1).

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

2.4 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 intermedios, 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

2024

- i. Con fecha 1 de enero de 2024, se constituyó la sociedad Luz de Alagoinhas S.A. participada en un 80% por la sociedad Enel X Brasil S.A., cuyo objeto es el desarrollo de proyectos de iluminación y señalización en vías públicas, puertos y aeropuertos.
- ii. Con fecha 9 de abril de 2024, se constituyó la sociedad Luz de Maringá S.A. participada en un 80% por la sociedad Enel X Brasil S.A., cuyo objeto es el desarrollo de proyectos de iluminación y señalización en vías públicas, puertos y aeropuertos.
- iii. Con fecha 9 de mayo de 2024, se perfeccionó la venta de las sociedades peruanas Enel Generación Perú S.A., Chinango S.A., SL Energy S.A.C., Energética Monzón S.A.C. y Compañía Energética Veracruz S.A.C., a la sociedad Niagara Energy S.A.C., controlada por el fondo de inversiones global Actis. En esta misma fecha, en virtud de quedar la compraventa a firme, se verificó el cambio de control de dichas sociedades, dejando de ser subsidiarias directas de Enel Américas. Para más detalle ver Nota 5.1.
- iv. Con fecha 24 de mayo de 2024, se perfeccionó la fusión por absorción de las sociedades Progreso Solar 20MW S.A. y Enel Renovable, S.R.L., siendo esta última la continuadora legal.
- v. Con fecha 12 de junio de 2024, nuestra subsidiaria Enel Perú S.A.C. concretó la venta de la totalidad de las acciones emitidas por Enel Distribución Perú S.A.A., equivalentes aproximadamente a un 83,15% de su capital social, y por Enel X Perú S.A.C., equivalentes a un 100% de su capital social, a la sociedad China Southern Power Grid International (HK) Co., Ltd. En esta misma fecha, en virtud de quedar la compraventa a firme, se verificó el cambio de control de dichas sociedades, dejando de ser subsidiarias directas de Enel Américas. Para más detalle ver Nota 5.1.
- vi. Con fecha 1 de agosto de 2024, se constituyó la sociedad Guayepo Solar III S.A.S ESP, participada en un 100% por nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. ESP, cuyo objeto es el desarrollo de proyectos de energías renovables.
- vii. Con fecha 1 de agosto de 2024, se perfeccionó la fusión por absorción de las sociedades Jaguito Solar 10MW, S.A. y Enel Renovable, S.R.L., siendo esta última la continuadora legal.

2023

- viii. 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.

- ix. 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.
- x. 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 5.5.
- xi. 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 5.5.
- xii. 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 5.4.
- xiii. 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.
- xiv. 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.
- xv. Con fecha 1 de agosto de 2023, se produjo la fusión por absorción de las sociedades peruanas Enel Green Power Perú S.A., Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A y Empresa de Generación Eléctrica Marcona S.A.C. con Enel Generación Perú S.A, siendo esta última la continuadora legal.
- xvi. Con fecha 20 de septiembre de 2023, se constituyeron las sociedades Enel X Movilidad Urbana S.A. y Luz de Itanhaém S.A., participadas en un 100% y 60%, respectivamente, por nuestra subsidiaria Enel X Brasil S.A.
- xvii. Con fecha 19 de octubre de 2023, nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. ESP vendió el 100% de la participación que poseía en la sociedad Transmisora de Energía Renovable S.A. a grupo Energía de Bogotá S.A. Para más detalle ver Nota 5.3.
- xviii. Con fecha 1 de octubre de 2023, se constituyeron las sociedades Luz de Caxias do Sul S.A. y Enel X Demand Response S.A., participadas en un 100% por nuestra subsidiaria Enel X Brasil S.A.
- xix. Con fecha 1 de noviembre de 2023, se constituyó la sociedad Luz de Ponta Grossa S.A., participada en un 80% por Enel X Brasil S.A.
- xx. Con fecha 1 de noviembre de 2023, se constituyó la sociedad Enel Green Power Nova Olinda 12 S.A., participada en un 100% por nuestra subsidiaria Enel Brasil S.A.
- xxi. Con fecha 13 de noviembre de 2023, en Costa Rica se perfeccionó la fusión por absorción de las sociedades Energía Global Operaciones S.R.L. con Globyte S.A., siendo esta última su continuadora legal.

- xxii. Con fecha 1 de diciembre de 2023, nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. ESP vendió su participación en la compañía Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., correspondiente a un 100% de propiedad, a sociedad SMN Termocartagena S.A.S. (ver nota 5.7).
- xxiii. Con fecha 27 de diciembre de 2023, en Panamá se perfeccionó la fusión por absorción de las sociedades Llano Sanchez Solar Power One S.R.L. con Enel Renovable S.R.L., siendo esta última su continuadora legal.
- xxiv. En diciembre de 2023, se realizaron las liquidaciones de las sociedades Enel Green Power Argentina S.A.U. y Energía y Servicios South America SpA.

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, Enel Américas poseía menos del 50% de participación económica en las sociedades Codensa y Emgesa, en concreto 48,3% y 48,48% respectivamente. Sin embargo, estas compañías tenían la consideración de “sociedades subsidiarias” ya que Enel Américas, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, ejercía control sobre las mismas. A este respecto el Grupo poseía un 57,15% y un 56,43% de las acciones con derecho de voto de Codensa y Emgesa, respectivamente.

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

2.5 Entidades asociadas

Son entidades asociadas aquellas en las que Enel Américas, directa e indirectamente, ejerce una influencia significativa.

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

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

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

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 30.09.2024			al 31.12.2023		
				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.	Argentina	Peso argentino	-	33,20%	33,20%	-	33,20%	33,20%
Extranjero	Enel X Way Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	-	20,00%	20,00%	-	20,00%	20,00%
Extranjero	Crédito Fácil Codensa S.A.	Colombia	Peso colombiano	-	49,00%	49,00%	-	49,00%	49,00%
Extranjero	Operadora Distrital de Transporte S.A.S. (i)	Colombia	Peso colombiano	-	20,00%	20,00%	-	20,00%	20,00%
Extranjero	Enel X Way Perú S.A.	Perú	Sol peruano	-	20,00%	20,00%	-	20,00%	20,00%
Extranjero	Enel X Way Colombia S.A.S. (ii)	Colombia	Peso colombiano	-	40,00%	40,00%	-	40,00%	40,00%
Extranjero	Colombia ZE S.A.S. (iii)	Colombia	Peso colombiano	-	20,00%	20,00%	-	20,00%	20,00%
Extranjero	Bogotá ZE S.A.S. (iii)	Colombia	Peso colombiano	-	20,00%	20,00%	-	20,00%	20,00%
Extranjero	Usme ZE S.A.S. (iii)	Colombia	Peso colombiano	-	20,00%	20,00%	-	20,00%	20,00%
Extranjero	Fontibon ZE S.A.S. (iii)	Colombia	Peso colombiano	-	20,00%	20,00%	-	20,00%	20,00%

- (i) 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.
- (ii) 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.

- (iii) 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 5.4.

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 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 30.09.2024			al 31.12.2023		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	-	50,00%	50,00%	-	50,00%	50,00%

2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las entidades subsidiarias se consolidan integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones intra-Grupo.

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

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

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

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

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

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

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

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

necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas. El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.

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

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

2.8 Moneda Funcional

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

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

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

2.9 Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera

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

- a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
- b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del periodo (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).
- c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.
- d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 26.2).

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 intermedios.

Los activos y pasivos no monetarios fueron reexpresados desde febrero de 2003, última fecha en que un ajuste por inflación fue aplicado para propósitos contables en Argentina. En este contexto, cabe mencionar que el Grupo efectuó su transición a NIIF el 1 de enero de 2004, aplicando la excepción de costo atribuido para las Propiedades, planta y equipo.

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

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

	Índice General de Precios
Desde enero a diciembre de 2023	211,41%
Desde enero a septiembre de 2023	103,15%
Desde enero a septiembre de 2024	101,64%

Los efectos de la aplicación de esta normativa en los presentes estados financieros consolidados intermedios se detallan en la Nota 33.

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 30.09.2024		al 31.12.2023		al 30.09.2023
	Cierre	Medio	Cierre	Medio	Medio
Peso argentino	970,50	969,76	808,45	808,50	350,03
Real brasileño	5,45	5,24	4,84	4,99	5,01
Sol peruano	3,71	3,75	3,71	3,74	3,73
Peso colombiano	4.164,21	3.983,66	3.822,05	4.323,87	4.406,42

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

3. Políticas contables aplicadas

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

a) Propiedades, planta y equipo

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

- Los gastos financieros devengados durante el periodo de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un periodo de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define periodo sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 16.b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 16.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 24).

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

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

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

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

Las propiedades, planta y equipo, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el periodo en el que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan al menos una vez al año y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

Adicionalmente, el Grupo reconoce activos por derecho de uso por arrendamientos correspondientes a propiedades, planta y equipo, de acuerdo con los criterios establecidos en la Nota 3.f.1.

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

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

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

	Intervalo de años de vida útil estimada
Planta y equipo de generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10 – 85
Equipo electromecánico	10 – 60
Centrales de Carbón/Fuel	10 – 40
Centrales Ciclo Combinado	10 – 50
Centrales Eólicas	5 – 33
Centrales Solares	5 – 32
Planta y equipo de distribución:	
Red de alta tensión	15 – 50
Red de baja y media tensión	30 – 50
Equipos de medida y telecontrol	10 – 30
Subestaciones primarias	20 – 40

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

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

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Periodo restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	1992	95 años	63 años
Enel Generación El Chocón S.A. (Generación) (*)	Argentina	1993	30 años	10 meses
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	63 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	63 años
EGP Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	3 años
Enel CIEN S.A. (Garabi I) (Transporte) (**)	Brasil	2000	22 años	Finalizado el 31 de marzo de 2023
Enel CIEN S.A. (Garabi II) (Transporte) (**)	Brasil	2002	20 años	Finalizado el 31 de marzo de 2023

(*) El Contrato de Concesión del Complejo Chocón (centrales Chocón y Arroyito) venció el 11 de agosto de 2023. Dicho contrato no prevé extensión del plazo de la concesión ni nuevo llamado a licitación, lo previsto en el mismo es la restitución al poder concedente (Estado Nacional). Sin embargo, con el fin de preservar la seguridad del sistema eléctrico, el regulador realizó prorrogas periódicas del plazo de concesión, mediante las Resoluciones SE 574/2023, 815/2023, 2/2024, 33/2024 y

78/2024. Esta última resolución determinó que la concesionaria debería continuar a cargo del complejo hidroeléctrico y cumplir con todas sus obligaciones hasta el 11 de agosto de 2024, plazo de prórroga máximo previsto en el contrato de concesión (doce meses desde la fecha de vencimiento del contrato). El 9 de agosto de 2024, el Estado argentino determinó, mediante el Decreto 718/2024, otorgar a Enel Generación El Chocón una extensión del plazo de concesión del complejo hidroeléctrico El Chocón-Aroyito por un año adicional, esto es, hasta el 11 de agosto de 2025. Adicionalmente, en el mismo decreto se establecieron las condiciones del concurso público nacional e internacional que se llevará a cabo para la transferencia de la concesión a un nuevo operador.

(**) Nuestra subsidiaria 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 Gabari II. Para más detalle respecto a los efectos del término de la concesión, ver Nota 5.6.

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

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

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

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

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

b) Propiedad de inversión

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

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

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

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de propiedades de inversión se reconocen como "Otras ganancias (pérdidas)" en el estado de resultados integrales y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

c) Plusvalía

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

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

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

d) Activos intangibles distintos de la plusvalía

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

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, 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 8).

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	2 años
Enel Distribución Ceará S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1997	30 años	5 años
Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande) (Generación) (**)	Brasil	2017	30 años	23 años
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1998	30 años	4 años
P.H. Chucas S.A. (Generación) (*)	Costa Rica	2011	20 años	7 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 7).

(**) 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 7).

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 septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 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 14).

Los activos reconocidos se amortizan 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 periodo esperado de beneficio del contrato. Además, estos costos capitalizados se someten a pruebas de deterioro para identificar cualquier pérdida por deterioro en la medida en que el valor en libros del activo reconocido exceda la cantidad recuperable.

d.4) Otros activos intangibles

Estos activos corresponden fundamentalmente a programas informáticos, derechos de agua y servidumbres de paso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

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

e) Deterioro del valor de los activos no financieros

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

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

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

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor recuperable

de las propiedades, planta y equipo, de la plusvalía, y del activo intangible a nivel de cada UGE, el valor en uso es el enfoque utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso de las UGEs, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Gerencia del Grupo sobre los ingresos y costos de las UGEs utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

En general, estas proyecciones cubren los próximos tres años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate. Las tasas de crecimiento (g) utilizadas para extrapolar las proyecciones al 31 de diciembre de 2023 fueron las que a continuación se detallan:

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

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

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas a las proyecciones vigentes al 31 de diciembre de 2023 fueron las siguientes:

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

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 2024, las desviaciones observadas con respecto a las proyecciones utilizadas para realizar los test de deterioro a 31 de diciembre de 2023 no fueron significativas y los flujos de caja generados en el período 2024 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 13) y los activos no corrientes mantenidos para la venta (Ver Nota 3.k), en tres categorías:

(i) Costo amortizado

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

g.3) Deterioro de valor de los activos financieros

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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.1.

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

g.5) Derivados y operaciones de cobertura

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

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del estado de situación financiera. Si su valor es positivo se registran en el rubro "Otros activos financieros" y si es negativo en el rubro "Otros pasivos financieros".

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

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

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

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

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

- La única finalidad del contrato es el uso propio, entendiendo por tal, en el caso de los contratos de compras de combustible su uso para la generación de electricidad, en los de compra de electricidad para comercialización, su venta a clientes finales y en los de venta de electricidad, la venta al cliente final.
- Las proyecciones futuras del Grupo justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.
- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la proyección del Grupo.
- El contrato no estipule su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

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

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

g.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

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

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

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

g.7) Compensación de activos y pasivos financieros

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

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

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

g.8) Contratos de garantías financieras

Los contratos de garantías financieras, entendiendo como tales las garantías concedidas por el Grupo a favor de terceros, se reconocen inicialmente por su valor razonable, ajustando los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la emisión de la garantía.

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

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

h) Medición del valor razonable

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

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

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

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

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

Nivel 2: Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de nivel 2, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas (como por ejemplo "Bloomberg").

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

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

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

Los activos y pasivos registrados a valor razonable se presentan en Nota 22.3.

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 periodo 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.

I) 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 clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, excepto por las provisiones por obligaciones post empleo y otras similares, y como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho periodo. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como no corrientes.

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

p) Impuesto a las ganancias

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

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida en que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios, salvo que el activo por impuesto diferido relativo a la diferencia temporaria deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

- no es una combinación de negocios; y
- en el momento en que fue realizada no afectó ni a la ganancia contable ni a la ganancia (pérdida) tributaria.

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

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

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

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

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

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

q) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos de actividades ordinarias se reconocen cuando (o a medida que) se transfiere el control sobre un bien o servicio al cliente. Los ingresos se miden en base a la contraprestación a la que se espera tener derecho por dicha transferencia de control, excluyendo los montos recaudados en nombre de terceros.

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

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

- Suministro de electricidad (venta y transporte): corresponde a una obligación de desempeño única que transfiere al cliente una serie de bienes/servicios distintos que son sustancialmente iguales y que tiene el mismo patrón de transferencia. Dado que el cliente recibe y consume de manera simultánea los beneficios proporcionados por la compañía, se considera una obligación de desempeño satisfecha a lo largo del tiempo. En estos casos, Enel Américas aplica un método de producto para reconocer los ingresos en la cantidad a la que tiene derecho a facturar por la electricidad suministrada hasta la fecha.
 - Generación: los ingresos se registran de acuerdo a las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos, a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente o al costo marginal de la energía y potencia, según se trate de clientes libres, clientes regulados o comercialización de energía en el mercado spot, respectivamente.
 - Distribución: los ingresos se registran en función de las cantidades de energía suministrada a los clientes durante el periodo, a los precios establecidos en los respectivos contratos o a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente, según se trate de clientes libres o clientes regulados, respectivamente.

Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros (ver Notas 2.3 y 27, 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 con un cliente. 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 obtener 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.

La Resolución SE N° 09/2024 del 8 de febrero de 2024 actualizó la remuneración de los generadores. La norma ajustó los valores retributivos vigentes de la Resolución SE N° 869/2023 en un 74% a partir de febrero.

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.

Con fecha 10 de mayo de 2019, Edesur suscribió con la Secretaría de Gobierno de Energía –en representación del Estado Nacional– un Acuerdo de Regularización de Obligaciones, según el cual se puso fin a los reclamos recíprocos pendientes originados en el período de transición 2006 – enero de 2017. Por un lado, Edesur se obligaba a lo siguiente: (i) abonar penalidades a clientes en un plazo de 3 años, actualizadas a la tasa activa del Banco de la Nación Argentina; (ii) abonar las multas contenidas en el Anexo VIII del Acta Acuerdo de 2006, en hasta 14 cuotas semestrales, recalculadas hasta la fecha de su efectivo pago por el incremento promedio que registrara el costo propio de distribución; (iii) destinar los montos de las penalidades por mediciones periódicas de calidad del período de transición, a ejecutar inversiones adicionales a las establecidas en la RTI que contribuyeran a la mejora, confiabilidad y seguridad del servicio. Además, se acordaron nuevas condiciones con relación a la deuda por mutuos con CAMMESA. Por su parte, el Estado argentino compensó, a favor de Edesur,

deudas comerciales con CAMMESA por compras de energía en el MEM efectuadas antes de la entrada en vigencia de la resolución ENRE No 1/2016, y deudas del Estado Nacional con destino social generadas en los años 2017 y 2018, relacionadas con los consumos de los asentamientos con medidores comunitarios generados desde julio de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2018, en la proporción prevista en el Nuevo Acuerdo Marco y sus sucesivas prórrogas, y con las diferencias resultantes de aplicar el tope en las facturas de los usuarios beneficiarios de la tarifa social. Además, el Estado argentino condonó las sanciones con destino a la Administración Pública.

Con fecha 21 de septiembre de 2021, se publicó la Resolución MECON (Ministerio de Economía) No 590/21, en virtud de la cual se declara como lesivo al interés general el "Acuerdo de Regularización de Obligaciones" suscrito en mayo de 2019. La resolución mencionada ordenó la suspensión de los trámites administrativos relativos a la ejecución de las obligaciones asumidas bajo el Acuerdo y se instruyó a la Dirección de Asuntos Contenciosos de Energía a iniciar acciones tendientes a obtener la declaración judicial de nulidad del Acuerdo. La Administración considera que la resolución no atribuye incumplimiento del acuerdo a Edesur y, sin perjuicio de ella, el acuerdo se encuentra plenamente vigente en sus efectos, ya que fue válidamente firmado por las partes con facultades suficientes, encontrándose firme, consentido y en ejecución (Ver Nota 40 iv).

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

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

de la normativa, el día 26 de octubre de 2023 mediante la nota N° 127/2023, se presentó ante la Secretaría de Energía el “Programa de obras, trabajos y/o acciones tendientes a afrontar el próximo verano”.

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

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

El 20 de diciembre de 2023 se publicó el DNU N° 70/23 denominado “Bases para la Reconstrucción de la Economía Argentina”. En principio los dos puntos importantes, vinculados al segmento del Mercado Eléctrico, que devienen de derogar la Ley N° 25.822 de Plan Federal de Transporte Eléctrico y los Decretos Nros. 1491 del 16 de agosto de 2002, 634 del 21 de agosto de 2003 y 311 del 21 de marzo de 2006 son:

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

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

Cumplido el proceso anterior, con fecha 15 de febrero de 2024, el ENRE emitió la Resolución No 101/2024, que aprueba los nuevos cuadros tarifarios con vigencia a partir de su publicación en el Boletín Oficial, lo que ocurrió el 16 de febrero de 2024. Esta resolución contempla un aumento promedio del 323% en el Costo Propio de Distribución (CPD) y aprueba una fórmula de actualización mensual a partir de mayo de 2024 sobre la base de una combinación de los índices de variación salarial, de precios mayoristas y de precios al consumidor. Por otra parte, incorpora un aumento del costo mayorista de la energía del 181%, si bien mantiene el subsidio para los segmentos residenciales N2 y N3 (menores ingresos e ingresos medios). Como consecuencia de lo anterior, la nueva tarifa media pasa a 72,808 \$/kWh, lo que representa un aumento del 232%. Además, a partir de esta modificación, la tarifa queda compuesta por un 40% de costo mayorista, un 35% de CPD y un 25% de impuestos. En el mismo día, la Secretaría de Energía publicó su Resolución N° 40/24 la cual suspende transitoriamente el mecanismo de imputación de los pagos que realizan los agentes Distribuidores a CAMMESA. A partir de la publicación los agentes Distribuidores podrán imputar los pagos que realicen o hubiesen realizado con posterioridad al 31 de diciembre de 2023 a CAMMESA.

En el día 16 de febrero de 2024 se publicó en el Boletín Oficial la resolución ENRE N° 101/24 la cual aprueba los nuevos cuadros con vigencia a partir dicha fecha y sin retroactividad.

La Resolución retoma los criterios establecidos en la RTI tanto en la distribución del VAD como en la fórmula de actualización. Tal como fue solicitado en nuestro pedido, se incorpora una actualización mensual con base en este cuadro tarifario a partir del cuadro tarifario que correspondería al 1° de mayo.

También la resolución, a similitud de lo sucedido el año pasado, pide la presentación de un plan de inversiones del 25% de la remuneración anual estimada.

- El costo mayorista mantiene el subsidio únicamente para los segmentos N2 y N3 (medios y bajos ingresos). Los cuales conservan los mismos valores de precio estacional que tenía en noviembre de 2023.
- La nueva Tarifa media pasa a ser de 72,808 \$/kWh.

El día 1 de junio de 2024 se publicó la Resolución ENRE 334/24 aprobando los Cuadros Tarifarios con vigencia a partir de la misma fecha. Los cuales reflejan los precios estabilizados de energía y potencia, conjuntamente con el nuevo cargo de transporte, sancionados por la Resolución de SE 92/24. Sin embargo, los mismo no reflejan variación de VAD, ni la resolución hace mención alguna al mecanismo de actualización del mismo establecido en el Artículo 8° de la Resolución ENRE 101/24. Adicionalmente, esta resolución procede a la instrumentación de los nuevos criterios establecidos Resolución SE 90/24. Aplicando cargos adicionales a partir de los 350 kWh-mes de consumo para los clientes del Nivel 2 y de los 250 kWh-mes de consumo para los clientes del Nivel 3. Replicando el anterior esquema de los N3 para los N2 y modifica los límites).

Siendo los puntos más importantes de la misma que:

- Los usuarios Residenciales de Nivel 1 tienen un aumento promedio del 20%
- Los usuarios Residenciales de Nivel 2 tienen un aumento promedio del 93 y los del Nivel 3 del 130%

Con fecha 28 de mayo de 2024, por medio del Decreto PEN 465/2024 se estableció una reestructuración en los regímenes de subsidios a la energía de jurisdicción nacional (gas y electricidad), que se basa en el fin de asegurar una transición gradual, ordenada y previsible hacia un esquema de subsidios focalizados el cual Asegurar una transición hacia un esquema que permita trasladar los costos reales de la energía a los usuarios, promover la eficiencia energética y garantizar el acceso al consumo indispensable de energía para los usuarios vulnerables.

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).

Los ajustes a las tarifas a la fecha de este reporte, son los siguientes:

Empresa	Fecha de ajuste de tarifa	Variación media de ajuste	
		Alta tensión	Baja Tensión
Enel Distribución Rio	Marzo de 2024	+4,97%	+3,00%
Enel Distribución Ceará	Abril de 2023	-2,10%	-3,03%
Enel Distribución Sao Paulo	Julio de 2024	-3,52%	-2,11 %

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.

1. Distribución

Panorama de las renovaciones de concesiones en Brasil

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

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

Smart Meters

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

Revisión Tarifaria Extraordinaria Enel Rio de Janeiro

El 31 de octubre de 2023, la ANEEL aprobó la Revisión Tarifaria Extraordinaria (RTE) de Enel Distribución Rio de Janeiro con motivo de la pandemia y de la ley de prohibición del corte de energía. Los efectos de la RTE, de acuerdo con la Orden ANEEL n° 4.089/2023, serán considerados como un componente financiero en el próximo proceso tarifario de la Compañía, a realizarse el 15 de marzo de 2024. Por ser un efecto que Enel ya conoce, Rio de Janeiro realizó en los registros contables de la compañía, siendo: BRL 177 millones (US\$ 36,36 millones) al 31 de diciembre de 2023.

2. Generation and Trading

Regulador aprueba norma de reembolso por restricciones a plantas solares

ANEEL aprobó en septiembre de 2023, el reglamento que establece los procedimientos para el pago de restricciones a plantas solares. La norma entró en vigor en abril de 2024 con un mecanismo similar al de la energía eólica. La regla es restrictiva y penaliza intensamente a los generadores, así que, Enel Brasil y otras generadoras afectadas están tomando acciones administrativas y judiciales para cambiar esta norma.

c) Colombia

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

La principal institución del sector eléctrico es el Ministerio de Minas y Energía (MME), que a través de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) elabora el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es responsable de regular y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) encargada de vigilar 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 desarrollada por empresas que son propietarias de centrales de generación eléctrica. Los generadores de electricidad venden su energía al mercado de energía mayorista (MEM), al precio resultante de procesos de libre competencia en el caso del cobro aplicado a los usuarios regulados, o a grandes clientes denominados usuarios no regulados mediante contratos bilaterales.

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

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

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

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

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

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

En enero de 2024, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) publicó Resolución 101 036, que habilita la contratación directa de energía para proteger a los usuarios regulados de los altos precios en la bolsa de energía durante el Fenómeno de El Niño. Las cantidades máximas a contratar serán incluidas en el límite de compras propias de la Res. CREG 130 de 2019, el cual no se flexibiliza, y los precios resultantes de los contratos se podrán trasladar a la tarifa de los usuarios regulados, dentro de unos límites anuales.

En el mismo mes, y de manera concomitante con la norma antes mencionada, la CREG ha publicado la Resolución 101-034 de 2024, “Por la cual se establecen disposiciones temporales para la entrega de excedentes de generación de energía al Sistema Interconectado Nacional, SIN”. Esta norma definitiva, que tiene carácter

transitorio de 6 meses, tiene como fin el de facilitar la entrega de excedentes de generación al SIN ante la ocurrencia del fenómeno de El Niño.

En abril de 2024 la CREG publicó en firme la Resolución 101-041 de 2024, mediante la cual estableció medidas transitorias para el despacho de plantas hidráulicas con embalse disponible ante el Fenómeno del Niño 23-24. La medida definitiva establece: (i) no se ajustará el precio de oferta, si como resultado del predespacho ideal, la planta hidráulica con reserva disponible mayor a 20 días está presente en todos los períodos en los cuales declaró disponibilidad, (ii) en caso contrario, se ajustará su precio de oferta con el precio de la planta hidráulica despachada centralmente con menor precio de oferta, adicionado en 15 \$/kWh.

En junio de 2024 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) emitió la Resolución CREG 501 – 043 de 2024 mediante la cual se modifica el plan de inversiones del mercado de comercialización atendido por ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P., aprobado en la Resolución CREG 189 de 2019 y se resuelve la solicitud de aprobación de proyectos para zonas interconectables para el año 2023. A la fecha, dicha resolución fue recusada por parte de la Compañía.

El 22 de agosto de 2024 la Comisión emitió la Circular CREG 053 de 2024 con la metodología definitiva de cálculo de las metas de calidad media de servicio para los años 2024 y 2025. Para 2024 se mantiene la metodología de metas establecida en la Resolución CREG 015 de 2018 tanto para el indicador de duración (SAIDI) como el de frecuencia (SAIFI). De otra parte, para el año 2025 se presentan las siguientes reglas:

- SAIDI: La meta se define como una mejora del 8% sobre el percentil 10 de los resultados obtenidos por la empresa en el periodo 2019-2023.
- SAIFI: La meta se define como el percentil 10 de los resultados obtenidos por la empresa en el periodo 2019-2023.

d) Costa Rica

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

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

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) es la responsable de regular y fiscalizar la calidad y el precio de los servicios públicos de electricidad (Ley N° 7593). La Ley N°7593 le otorgó a la Aresep, facultades suficientes para ejercer la regulación de los servicios públicos que se brindan en el país, incluidos los de suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), es una empresa estatal que brinda servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Es el mayor generador del país y funciona como comprador único de la energía generada por los generadores privados bajo la ley N° 7200 y N° 7508. Según su ley de creación (Ley N° 449 del 8 de abril de 1949) es el responsable de satisfacer la demanda de energía eléctrica nacional, razón por la cual el ICE posee la mayor capacidad de las plantas generadoras del país, principalmente de carácter hídrico. El Centro

Nacional de Control de Energía (CENCE) es una dependencia del ICE, encargada de hacer el despacho de generación para la satisfacción de la demanda nacional. Las empresas generadoras al amparo de las Leyes 7200, 7508 y 8345, y las empresas distribuidoras con generación propia, están en la obligación de brindar al Operador del Sistema la información necesaria, de sus plantas de generación con una capacidad instalada igual o superior que 5 MW.

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

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

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

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

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

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

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

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

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.

En marzo de 2023, 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.

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

En enero de 2024 el Ministerio de Energía y Minas de Guatemala (MEM) publicó el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2024-2054 y el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2024-2054. Con ellos se busca alcanzar la meta del 99.99% por ciento de cobertura eléctrica para el año 2032. Igualmente contempla que el primer plan (Generación 24-54) a la próxima licitación de generación PEG 05-2024, dado que la misma se debe lanzar este año con el objetivo de adjudicar nuevas plantas de generación para el 2030, ya que ese año se vencen los contratos por más de 1.065 MW de las tres distribuidoras más importantes del país y se deben sustituir por nuevas plantas. El foco del plan de generación estará en los recursos renovables, dado el gran potencial hidroeléctrico aprovechable del país, pero también geotérmico, eólico y solar, así como un gran potencial de gas natural específicamente en Petén.

En mayo de 2024, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) de Guatemala aprobó mediante Resolución CNEE-128-2024, la propuesta normativa remitida por el AMM para la instalación, operación y remuneración de sistemas de almacenamiento adjuntos a centrales solares y eólicas, denominada en la propuesta normativa como Generación Híbrida Autónoma (GHA). Contempla las modificaciones a 8 Normas de Coordinación Comercial (NCC 1, 2, 3, 5, 8, 13, 14 y 15) y 4 Normas Coordinación Operativas (NCO 1, 2, 3 y 4).

f) Panamá

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

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

En Panamá, la regulación establece que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), es la entidad gubernamental, que funge en calidad de gestor de compras, el cual tiene la responsabilidad de realizar en el Mercado de Contratos, la contratación de la potencia y energía para los clientes finales de las empresas de

distribución. Las empresas distribuidoras deben estar contratadas al 100% con dos años de anticipación y gradualmente se establece porcentajes mínimos de contratación.

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

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

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

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

El 15 de febrero de 2023 se aprobó el Decreto Ejecutivo No.51 que reglamenta la movilidad eléctrica en Panamá precisa que “la Ley 295 de 2022 tiene por objeto establecer un marco normativo para el desarrollo y operación de la movilidad eléctrica en la República, para que, a través de esta política pública, se logre la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la promoción y el crecimiento de la movilidad eléctrica, y el uso de energías renovables, como herramienta de transición energética en el transporte terrestre”. La reglamentación incluye que: la Autoridad de Tránsito y Transporte Terrestre (ATTT) es responsable del inventario nacional de los certificados de operación de flotas de transporte público masivo, colectivo y selectivo de pasajeros; el mapa de estaciones de carga será administrado por SNE; los municipios contarán con un proceso único para la admisión y revisión de documentos para instalación y puesta en funcionamiento de estaciones de carga SNE y Ministerio de Comercio e Industrias (MICI) conformaran comités técnicos para elaboración de normas técnicas para conversión a VE, casos de conexión; la ASEP reglamentará el procedimiento de uso de Estaciones de Carga.

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

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

Mediante el Decreto Ejecutivo No. 3 de junio de 2023, el Ministerio de Ambiente de Panamá expidió la Política Nacional de Cambio Climático 2050.

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

En diciembre de 2023, en el marco de la COP28 en Dubai se anunció que oficialmente Panamá se unió a la Alianza Mundial de Energía Eólica Marina (GOWA), la cual reúne a gobiernos, el sector privado y organizaciones internacionales para acelerar el despliegue global de tecnologías eólicas marinas. El objetivo del Gobierno de Panamá, a través de la Secretaría Nacional de Energía, es impulsar la Estrategia Nacional de Innovación del Sistema Interconectado Nacional, donde una de las metas es fomentar que el aporte de generación de renovables no convencionales, provenientes de centrales de generación conectadas al SIN y de generación distribuida (incluyendo prosumidores), sea superior al 20% del consumo de energía al 2030.

En abril 2024, La Secretaría Nacional de Energía publicó La Resolución MIPRE-2024-0014471, por la cual se adopta la Hoja de Ruta para la Digitalización del sector eléctrico de Panamá se ha desarrollado siguiendo los lineamientos de la Agenda de Transición Energética y se enfoca en la capacidad de tratamiento y análisis de datos que constituye un eje central en el nuevo modelo del sector eléctrico, proponiendo acciones que incluyen la implementación de sistemas digitales para monitorear y controlar la calidad de servicio eléctrico, aumentando la autonomía y capacidad de recuperación de las redes mediante equipos inteligentes, en colaboración con desarrolladores de tecnología y entidades reguladoras.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

En el mes de noviembre de 2022 el Ente Operador Regional (EOR) informó a todos los Agentes del Mercado Eléctrico Regional que ha publicado las actualizaciones de guías, con el objetivo de brindar un mejor entendimiento de las gestiones relacionadas con el proceso que deben seguir para: constituir, incrementar,

disminuir y solicitar la devolución de garantías, para respaldar obligaciones de pago en el Mercado Eléctrico Regional (MER) y para los Derechos de Transmisión, así como de los conceptos relacionados.

h) Perú

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

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

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

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

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

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

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

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

Por otro lado, mediante el Decreto Supremo N° 003-2022 MINAM se declaró de interés general la emergencia climática en Perú. El mencionado Decreto estableció diversas tareas para todos los sectores del país con la finalidad de construir políticas y acciones consistentes en la lucha contra el cambio climático, en especial las relacionadas con el impulso de las energías renovables y las prácticas de eficiencia energética, la promoción de

la electromovilidad y el hidrógeno verde, así como la evaluación de la fijación de un precio del carbono. Adicionalmente, se fijó un objetivo indicativo de participación de energía renovables no convencionales en la producción de electricidad del 20% al 2030.

ii. Límites a la integración y concentración

En general, en todos los países existe una legislación de defensa de la libre competencia, que junto con la normativa específica aplicable en materia eléctrica definen criterios para evitar determinados niveles de concentración económica y/o prácticas abusivas de mercado. Salvo el caso de Costa Rica donde las actividades de generación, transmisión y distribución están concentradas en empresas estatales, con un espacio de participación a la empresa privada en el sector de generación supeditada a restricciones, como por ejemplo no superar el 15% de la capacidad total de generación, y mantener un 35% de su propiedad en capitales costarricenses.

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

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

En cuanto a la concentración en un sector específico, Argentina se establecen límites específicos a la integración vertical. En Perú, y de acuerdo con la ley vigente, las operaciones de concentración están sujetas a autorización del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual ("INDECOPI"), autoridad antitrust, que puede imponer condiciones de conducta comerciales. En Colombia, ninguna empresa podrá tener directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad, en mayo de 2019, se aprobó la Ley 1955, Plan Nacional de Desarrollo, en donde indica que con el fin de asegurar la sostenibilidad de la prestación del servicio en la Costa Caribe, los límites en la participación de la actividad de comercialización podrán ser superiores hasta en 10 puntos porcentuales adicionales al límite regulatorio corriente.

Por otro lado, para la actividad de generación se establecen dos criterios, uno que revisa los límites de participación en función de la concentración del mercado (índice HHI) y el tamaño de los agentes según su Energía Firme, y otro que revisa condiciones de pivotalidad en el mercado según la disponibilidad de los recursos frente a la demanda del sistema. Adicionalmente, en Colombia pueden desarrollar actividades de generación, distribución y comercialización de energía de manera integrada. 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	Consumidores Grupo A sin límite mínimo de demanda (1)
Colombia	> 100 kW o 55 MWh-mes
Costa Rica	No Aplicable (2)
Guatemala	>100 kW
Panamá	>100 kW
Perú	>200 kW (3)

(1): Desde Enero/2024 todos los consumidores del grupo A (conectados a niveles de tensión > 2,3kW), sin demanda mínima, pueden acceder al mercado libre de energía eléctrica.

(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. 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 septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	al 01.01.2023	Reclasificación a / de activos corrientes y no corrientes	Disposiciones y cambios en perímetro de consolidación	Otros movimientos	al 31.12.2023	Reclasificación a / de activos corrientes y no corrientes	Disposiciones y cambios en perímetro de consolidación	Otros movimientos	al 30.09.2024
Activos corrientes									
Efectivo y equivalentes al efectivo	43.826	275.558	(57.227)	(95.812)	166.345	(3.465)	(122.883)	(34.986)	5.011
Otros activos financieros corrientes	23.516	20.047	(23.516)	(19.034)	1.013	(596)	(380)	(37)	-
Otros activos no financieros corriente	12.991	83.389	(13.406)	(42.333)	40.641	(218)	(23.969)	(11.882)	4.572
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	75.228	240.741	(75.555)	(7.060)	233.354	-	(271.765)	50.316	11.905
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	47.260	(5)	(38.320)	8.935	-	(28.423)	19.492	4
Inventarios	44.670	50.427	(44.777)	51.407	101.727	-	(98.320)	13.216	16.623
Activos por impuestos corrientes	13.258	6.335	(13.258)	35.854	42.189	-	(71.709)	34.121	4.601
Activos corrientes totales	<i>(Subtotal)</i>	723.767	(227.744)	(116.298)	694.204	(4.279)	(617.449)	70.240	42.716
Activos no corrientes									
Otros activos financieros no corrientes	135.349	134.481	(135.349)	(134.481)	-	-	-	-	-
Otros activos no financieros no corrientes	1.013	40.526	(1.525)	(1.815)	38.199	(36)	(32.800)	(3.076)	2.287
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	60.680	123	(60.680)	123	-	-	3	(3)	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	-	54.646	-	(62.084)	2.562	-	(41.466)	43.517	4.614
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	83	110.409	(83)	(110.409)	-	-	(83.892)	83.892	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14.990	96.985	(15.331)	10.757	107.401	(11)	(100.828)	(3.276)	3.286
Plusvalía	-	257.238	-	954	258.192	-	(258.192)	-	-
Propiedades, planta y equipo	113.990	2.879.327	(1.33.859)	172.758	3.032.216	(701)	(2.899.126)	26.852	158.241
Activos por derecho de uso	10.399	166.241	(10.399)	2.185	168.426	-	(74.054)	(4.785)	89.587
Activos por impuestos diferidos	29.148	16.051	(29.148)	2.811	18.862	(4.257)	(14.698)	93	-
Activos no corrientes totales	<i>(Subtotal)</i>	3.765.781	(386.374)	(109.201)	3.625.868	(6.005)	(3.506.062)	142.214	258.015
TOTAL ACTIVOS		4.479.538	(614.118)	(224.499)	4.220.082	(9.284)	(4.122.501)	212.454	300.731

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

PASIVOS	al 01.01.2023	Reclasificación a / de pasivos corrientes y no corrientes	Disposiciones y cambios en perímetro de consolidación	Otros movimientos	al 31.12.2023	Reclasificación a / de pasivos corrientes y no corrientes	Disposiciones y cambios en perímetro de consolidación	Otros movimientos	al 30.09.2024	
Pasivos corrientes										
Otros pasivos financieros corrientes	3.869	350.992	(3.869)	112.743	463.735	-	(540.728)	142.898	65.905	
Pasivos por arrendamientos corrientes	1.273	11.939	(1.273)	(1.392)	10.547	-	(10.525)	457	479	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	52.174	324.760	(52.601)	11.606	335.939	(100)	(267.457)	(61.404)	7.333	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	24.284	175.005	(24.284)	(117.149)	57.856	(5)	(14.370)	(42.746)	715	
Otras provisiones corrientes	2.365	10.828	(2.365)	(606)	10.222	-	(11.596)	1.374	-	
Pasivos por impuestos corrientes	5.951	42.331	(6.007)	19.983	62.258	-	(77.390)	19.025	3.893	
Otros pasivos no financieros corrientes	11.447	44.574	(11.462)	18.034	62.593	(41)	(60.397)	988	3.143	
Pasivos corrientes totales	<i>(Subtotal)</i>	101.363	960.429	(101.861)	43.219	(146)	(982.463)	60.927	81.488	
Pasivos no corrientes										
Otros pasivos financieros no corrientes	32.875	940.507	(32.875)	(388.211)	552.296	-	(487.154)	(65.142)	-	
Pasivos por arrendamientos no corrientes	9.494	29.493	(9.494)	(14.742)	14.751	-	(13.942)	(809)	-	
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	1.062	-	17	1.079	-	(1.055)	(24)	-	
Otras provisiones no corrientes	182	32.007	(182)	(1.297)	30.710	-	(29.794)	(304)	612	
Pasivo por impuestos diferidos	22.207	298.129	(22.207)	19.352	317.481	(201)	(295.589)	8.957	29.648	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	4.055	4.321	(4.055)	748	5.069	-	(4.928)	(141)	-	
Otros pasivos no financieros no corrientes	10.579	18.735	(10.579)	(401)	18.334	-	(17.798)	(536)	-	
Pasivos no corrientes totales	<i>(Subtotal)</i>	79.392	1.324.264	(79.392)	(894.634)	(201)	(851.280)	(57.999)	30.280	
TOTAL PASIVOS		180.755	2.284.693	(181.253)	1.942.870	(347)	(1.833.743)	2.928	111.728	
VALOR NETO DE ACTIVOS Y PASIVOS		184.897	2.194.865	(432.865)	1.16.816	2.277.192	(8.937)	(2.288.778)	209.526	189.003

5.1 Operación de venta de subsidiarias operativas en Perú

Durante el ejercicio 2023, la Compañía inició un proceso tendiente a concretar la venta de sus subsidiarias operativas en Perú, las cuales participan en los negocios de distribución de energía eléctrica, generación de energía eléctrica y de soluciones energéticas avanzadas.

Este proceso evidenció un significativo avance al cierre del primer semestre de 2024, de hecho, la venta de las principales subsidiarias se concretó. El detalle de las empresas contempladas en el proceso de venta y el estatus de éste se resume a continuación:

		Negocio	Estatus de proceso
Enel Generación Perú S.A.		Generación de energía eléctrica	Culminado. Mayo 2024
Chinango S.A.	(i)	Generación de energía eléctrica	Culminado. Mayo 2024
Energética Monzón S.A.C.	(i)	Generación de energía eléctrica	Culminado. Mayo 2024
SL Energy S.A.C.	(i)	Generación de energía eléctrica	Culminado. Mayo 2024
Compañía Energética Veracruz S.A.C.		Generación de energía eléctrica	Culminado. Mayo 2024
Enel Distribución Perú S.A.A.		Distribución de energía eléctrica	Culminado. Junio 2024
Enel X Perú S.A.C.		Soluciones energéticas avanzadas	Culminado. Junio 2024
Enel Generación Piura S.A.		Generación de energía eléctrica	En marcha
Enel X Way Perú S.A.C		Soluciones en movilidad eléctrica	En marcha

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

La Administración de Enel Américas estima que con una muy alta probabilidad que la venta de su participación en Enel Generación Piura S.A y Enel X Way Perú S.A.C. se materializará durante los próximos 12 meses.

A través de las distintas sociedades que componían el segmento de Generación en Perú, éste alcanzaba 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. Estas magnitudes incluyen las que aporta Enel Generación Piura, que cuenta con una capacidad instalada de 319 MW, de una central que tiene 3 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 3,15 MW 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.

Enel Distribución Perú S.A.A. es una distribuidora de energía peruana que opera en la zona norte de la ciudad de Lima. Su zona de concesión abarca 1.602 km² y presta servicios a más de 1,5 millones clientes.

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

Enel X Way Perú S.A.C. es una compañía participada en un 20% por nuestra subsidiaria Enel Perú S.A. y se especializa en movilidad eléctrica sostenible con foco en el desarrollo de tecnologías, soluciones de movilidad flexible y carga eléctrica inteligente (ver Nota 13).

Antecedentes específicos

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

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

La ejecución de la Compraventa y la consiguiente transferencia de las acciones de propiedad de Enel Américas y de Enel Perú S.A.C. emitidas por Enel Generación Perú S.A.A. y por Compañía Energética Veracruz S.A.C., quedó sometida a ciertas condiciones suspensivas usuales para este tipo de operaciones, entre las cuales destacan la aprobación de aquélla por parte del INDECOPI. La adquisición de las acciones de Compañía Energética Veracruz S.A.C. se materializaría en forma directa y la adquisición de las acciones de Enel Generación Perú S.A.A. se realizaría a través de una oferta pública de adquisición (OPA) de acuerdo con la legislación peruana.

Adicionalmente, con fecha 17 de abril de 2024, Enel Américas ejercitó una opción pactada en el PSA en virtud de la cual vendió a Enel Perú la totalidad de las acciones de su propiedad emitidas por Enel Generación Perú S.A.A., de manera tal que Enel Perú S.A.C. fuera el único vendedor por parte del Grupo Enel en la oferta pública de adquisición (OPA) previa efectuada por Niagara Energy de conformidad con la legislación peruana por el 100% de dichas acciones.

Con fecha 9 de mayo de 2024, (i) se perfeccionó la OPA y se adjudicaron las acciones emitidas por Enel Generación Perú S.A.A. a la sociedad Niagara Energy S.A.C. y (ii) se transfirieron a Niagara Energy S.A.C. las acciones de Compañía Energética Veracruz S.A.C. El precio que Enel Perú recibió por la Compraventa ascendió MUS\$ 1.287.889, generando un efecto neto en los resultados consolidados de Enel Américas de MUS\$ 302.030 (ver nota 5.1 literal b).

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

Con fecha 7 de abril de 2023, la filial de Enel Américas, Enel Perú S.A.C. celebró un contrato denominado "Share Purchase Agreement", en virtud del cual acordó vender a China Southern Power Grid International (HK) Co., Limited., la totalidad de las acciones de su propiedad emitidas por Enel Distribución Perú S.A.A., equivalentes a un 83,15% de su capital social, y por Enel X Perú S.A.C., equivalentes a un 100% de su capital social (la "Compraventa").

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

Con fecha 21 de mayo de 2024 se cumplieron todas las condiciones suspensivas regulatorias a las cuales había quedado sometida la Compraventa, por lo que con fecha 12 de junio de 2024, nuestra subsidiaria Enel Perú S.A.C. concretó la venta de la totalidad de las acciones emitidas por Enel Distribución Perú S.A.A., equivalentes aproximadamente a un 83,15% de su capital social, y por Enel X Perú S.A.C., equivalentes a un 100% de su capital social, a la sociedad China Southern Power Grid International (HK) Co., Ltd. El precio que Enel Perú recibió por la Compraventa ascendió MUS\$ 3.088.714, generando un efecto neto en los resultados consolidados de Enel Américas de MUS\$ 1.410.329 (ver nota 5.1 literal b).

Cabe consignar que, considerando el avance de proceso, lo establecido en la NIIF 5 “Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas” (NIIF 5) y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), durante el ejercicio 2023 la Compañía ya había reclasificado los activos y pasivos vinculados a los negocios en Perú como mantenidos para la venta y definido las operaciones en Perú como discontinuas. Esto último implica que los resultados después de impuestos de las subsidiarias operativas en Perú se presentan, en términos comparativos, como un importe único y separado en los estados de resultados consolidados de Enel Américas, como ganancias procedentes de operaciones discontinuas.

Información de las operaciones discontinuas

a) 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 30.09.2024	al 30.09.2023
Diferencias de cambio por conversión	(2.407)	83.319
Coberturas de flujo de efectivo	(572)	(1.404)
Total	(2.979)	81.915

b) Ingresos y gastos

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

A continuación, se presenta el desglose por naturaleza de la Ganancia (pérdida) procedentes de operaciones discontinuas al 30 de septiembre de 2024 y 2023:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ESTADOS DE RESULTADOS	2024	2023
Ingresos	702.931	1.290.876
Costos	(424.153)	(813.006)
Resultado de Explotación	278.778	477.870
Ingresos / (Costos) financieros	(12.458)	(33.681)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos, operaciones discontinuadas	266.320	444.189
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones discontinuadas	(90.572)	(162.229)
Ganancia (pérdida) después de impuestos, operaciones discontinuadas	175.748	281.960
Ganancia en venta de operaciones discontinuadas, antes de impuestos	2.469.906	-
Gasto por impuestos a la ganancia en venta de operaciones discontinuadas (*)	(757.547)	-
Ganancia en venta, después de impuestos de operaciones discontinuadas	1.712.359	-
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS	1.888.107	281.960
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a		
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a los propietarios de la controladora	1.848.607	209.403
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a participaciones no controladoras	39.500	72.557
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS	1.888.107	281.960

(*) Incluye M\$ 117.797 de retenciones relacionadas a pagos de dividendos y repartos de capital extraordinarios realizados por Enel Perú a Enel Américas.

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	2024	2023
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión	(52.513)	(3.043)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	(1.918)	(7.687)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados	960	497
Otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período	(53.472)	(10.233)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	898	2.564
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período	898	2.564
Total Otro resultado integral	(52.574)	(7.669)

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 34 Información por segmento.

c) 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 septiembre de 2024 y 2023:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO RESUMIDO	2024	2023
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	64.351	391.158
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(262.656)	(392.241)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	46.643	15.051
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	(151.662)	13.968
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(6.203)	(315)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(157.865)	13.653
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	162.876	88.681
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	5.011	102.334

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

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

Por lo anterior, al cierre del ejercicio 2023 y de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuadas" y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), la Compañía reclasificó los activos relacionados al proyecto eólico Windpeshi como mantenidos para la venta, midiendo los primeros por el menor entre su valor contable y su valor razonable. (ver nota 16.c).iv).

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

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

Esta compañía 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 la subsidiaria Renovables de Guatemala, S.A.) por medio de una línea de transmisión y dos subestaciones eléctricas; sin embargo, a la fecha opera para toda la red nacional, donde se conectan tanto agentes terceros independientes como entidades relacionadas locales. La sociedad cuenta con subestaciones en Uspantan y Chixoy 2, y una línea de transmisión aérea de 32 kilómetros de extensión para interconectar las subestaciones mencionadas.

Considerando lo indicado en los párrafos precedentes, de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 “Activos No Corrientes 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 de 2023, la Compañía reclasificó los activos y pasivos de Transmisora de Energía Renovable S.A. como mantenidos para la venta. El valor de venta previsto de esta sociedad superó a su correspondiente valor contable.

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

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

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

El único accionista de estas compañías es la Sociedad Bogotá ZE, cuyo objeto principal es realizar cualesquiera actos relacionados con movilidad eléctrica y sostenible en Colombia y en el exterior. Los accionistas de esta entidad eran Enel Colombia S.A. E.S.P y Colombia ZE. A su vez, Colombia ZE fue constituida con un único accionista denominado Enel Colombia S.A. E.S.P.

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

Por lo anterior, de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 “Activos No Corrientes Mantenedos 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\$ 7.149 (ver nota 6.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.

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

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

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

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

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

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

Posteriormente, con fecha 17 de febrero de 2023, Enel Américas, a través de su filial Enel Argentina, firmó un acuerdo de venta a la empresa energética Central Puerto S.A. del 75,7% de participación económica que el Grupo ostentaba en la empresa de generación térmica Enel Generación Costanera. El valor de la enajenación ascendió a MUS\$ 48.301 (ver nota 6.e), generando una pérdida en la venta por MUS\$ 86.438 (ver nota 32), 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 6.e) y generó una pérdida de MUS\$ 193.340 (ver nota 32), 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.

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

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

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

Por lo anterior, de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes 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 2023, procediéndose a la baja de los activos vinculados a la concesión de las líneas de transmisión. Durante el primer trimestre del 2023 Enel Cien recibió la indemnización por la transferencia de activos por un monto de BRL 871 millones (MUS\$ 176.942) y obtuvo una ganancia de MUS\$ 106.702 (Ver nota 32). El valor contable de los activos de Enel CIEN vinculados a la concesión ascendía a MUS\$ 65.074 al 31 de diciembre de 2022.

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

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

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

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

Posteriormente, con fecha 1 de diciembre de 2023 se perfeccionó la venta, fecha desde la cual SMN asumió la propiedad, administración y operación de la planta generadora de energía y la concesión portuaria (ver nota 16).

5.8 Operación de venta de Enel Generación Fortaleza

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

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

5.9 Operación de venta de Enel Distribución Goiás

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

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

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

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

6. Efectivo y equivalentes al efectivo

- a) La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Efectivo en caja	2.114	417
Saldos en bancos	1.603.231	598.598
Depósitos a corto plazo	1.410.833	874.390
Otros instrumentos de renta fija	37.290	26.779
Total	3.053.468	1.500.184

Los depósitos a corto plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo. Los otros instrumentos de renta fija corresponden fundamentalmente a operaciones de pactos de compra con retroventa con vencimiento inferior a 90 días, desde la fecha de inversión. No existen restricciones a la disposición de efectivo.

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Peso chileno	1.468	1.180
Peso argentino	19.052	4.866
Peso colombiano	179.828	368.172
Real brasileño	824.158	1.055.993
Sol peruano	578.281	5.770
Dólar estadounidense	1.450.646	64.121
Euro	35	82
Total	3.053.468	1.500.184

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 septiembre de 2024 y 2023:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	2024	2023
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de situación financiera)	3.053.468	992.985
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para la venta (*)	-	13.414
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a operaciones discontinuadas (*)	5.011	102.334
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	3.058.479	1.108.733

(*) Ver Nota 5.

- 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\$		
	2024	2023
Pagos por otros impuestos (IVA, ICMS, PIS/COFINS, Impuestos a las ventas, Impuestos aduaneros, impuestos transferencias bancarias) (1)	(1.528.771)	(1.449.825)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Crédito Fácil Codensa (2)	(464.308)	(326.806)
Pagos por la cuenta de desarrollo energético (CDE) (3)	(655.623)	(778.015)
Otros pagos varios de actividades de operación (4)	(546.108)	(341.972)
Total otros pagos por actividades de operación	(3.194.810)	(2.896.618)

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

- ICMS: Es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte. Los pagos por concepto de ICMS fueron MUS\$1.247.215 y MUS\$1.133.941, por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023, 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\$236.675 y MUS\$228.384 por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023, respectivamente.

- Pagos por impuestos a las ventas en Perú por MUS\$21.502 y MUS\$79.951, por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023, 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 septiembre de 2024 y 2023:

Miles de dólares estadounidenses – MUS\$

	2024	2023
Efectivo recibido por la venta de Compañías peruanas (ver nota 5.1)	4.376.603	-
Efectivo y equivalentes al efectivo de Compañías peruanas que salieron del Grupo (ver nota 5.1)	(122.885)	-
Efectivo recibido por la venta de Enel Generación Costanera S.A. (ver nota 5.5)	-	48.301
Efectivo y equivalentes al efectivo de Enel Generación Costanera S.A. que salió del Grupo (ver nota 5.5)	-	(15.205)
Efectivo recibido por la venta de Dock Sud S.A. (ver nota 5.5)	-	52.344
Efectivo y equivalentes al efectivo de Dock Sud S.A. que salió del Grupo (ver nota 5.5)	-	(25.243)
Efectivo recibido por la venta de Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE y Fontibón ZE (ver nota 5.4)	-	7.149
Efectivo y equivalentes al efectivo de Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE y Fontibón ZE que salió del Grupo (ver nota 5.4)	-	(1.871)
Total flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	4.253.718	65.475

f) Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiación por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023:

	Deuda Financiera Corriente	Deuda Financiera No Corriente	Pasivos por arrendamientos	Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	Total
Miles de dólares estadounidenses - MUS\$					
	Saldo inicial al 01.01.2024	5.344.002	196.006	(186.700)	8.374.809
	Provenientes	1.229.920	831.029	19.912	2.080.861
	Utilizados	(3.263.437)	(491.699)	-	(3.797.051)
Flujos de efectivo de financiamiento	Intereses Pagados	(495.172)	(75.622)	(5.235)	(576.029)
	Total flujos de efectivo de financiamiento	(2.528.689)	(47.150)	19.912	(2.292.219)
	Cambios en valor razonable	(10.530)	(50.893)	(1.405)	(55.246)
Cambios que no representan flujos de efectivo	Diferencias de cambio	(137.542)	(341.892)	(18.788)	(514.674)
	Costos financieros (1)	496.451	9.573	18.194	499.954
	Nuevos pasivos por arrendamientos	-	-	55.274	55.274
	Otros cambios	831.622	(875.932)	591	272
	Saldo final al 30.09.2024	1.672.813	4.348.566	(199.650)	6.024.451
	Descomposición por rubro				
	Cuentas por pagar a entidades relacionadas (Ver Nota 10.1. b)	629.030	50.126	-	679.156
	Préstamos que devengan intereses (Ver Nota 19.a)	972.194	4.294.234	-	5.266.428
	Cobertura de flujos deuda (Ver Nota 22.2.a)	71.589	4.206	-	(123.855)
	Pasivos por arrendamientos (Ver Nota 20)	-	-	202.722	202.722
	Saldo final al 30.09.2024	1.672.813	4.348.566	(199.650)	6.024.451
Miles de dólares estadounidenses - MUS\$					
	Saldo inicial al 01.01.2023	2.111.746	6.160.447	211.591	(150.594)
	Provenientes	1.384.190	721.456	-	2.105.646
	Utilizados	(2.330.331)	(9.594)	(37.231)	(2.377.156)
Flujos de efectivo de financiamiento	Intereses Pagados	(533.167)	(35.827)	-	(568.994)
	Total flujos de efectivo de financiamiento	(1.479.308)	676.035	(37.231)	25.438
	Cambios en valor razonable	(64.692)	(5.923)	-	(38.395)
Cambios que no representan flujos de efectivo	Diferencias de cambio	211.556	409.101	15.580	642.234
	Costos financieros (1)	662.396	22.551	16.872	699.819
	Nuevos pasivos por arrendamientos	-	-	11.047	11.047
	Otros cambios	1.014.608	(2.129.983)	(26.759)	(1.142.134)
	Saldo final al 30.09.2023	2.456.306	5.132.228	191.100	(155.648)
	Descomposición por rubro				
	Cuentas por pagar a entidades relacionadas	702.298	482.786	-	1.185.084
	Préstamos que devengan intereses	1.569.527	4.519.690	-	6.089.217
	Cobertura de flujos deuda	184.481	129.752	-	(155.648)
	Pasivos por arrendamientos	-	-	191.100	191.100
	Saldo final al 30.09.2023	2.456.306	5.132.228	191.100	(155.648)

(1) Corresponde al devengo de intereses.

7. Otros activos financieros

La composición de otros activos financieros al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corrientes		No corrientes	
	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados (1)	382.471	130.969	3	2
Activos financieros medidos a costo amortizado (1)	4.440	2.156	46.079	43.461
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados CINIIF 12 (2)	-	-	4.423.933	4.507.507
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	-	-	10.878	5.858
Activos financieros medidos a costo amortizado CINIIF 12 (3)	13.841	14.992	306.354	342.907
Instrumentos Derivados Cobertura (4)	33.641	1.800	185.318	185.492
Instrumentos Derivados No Cobertura (5)	5.264	4.762	-	-
Total	439.657	154.679	4.972.565	5.085.227

- (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 septiembre de 2024 son MUS\$ 1.463.522 (MUS\$ 1.494.466 al 31 de diciembre de 2023), MUS\$ 1.276.194 (MUS\$ 1.257.222 al 31 de diciembre de 2023), MUS\$ 1.643.375 (MUS\$ 1.711.644 al 31 de diciembre de 2023) y MUS\$ 40.842 (MUS\$ 44.175 al 31 de diciembre de 2023), respectivamente. Con respecto a las distribuidoras de Brasil, la legislación vigente establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del periodo de concesión. Mensualmente las distribuidoras ajustan los importes en libros del activo financiero, computado el valor presente de los flujos de efectivo estimados, utilizando la tasa de interés efectiva al pago que le corresponde al fin de la concesión, ver Nota 3.d.1. Con relación a Chucás, el activo financiero corresponde a derechos por cobrar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), generados en el contexto de la aplicación del acuerdo de concesión con dicha entidad.
- (3) Correspondiente a acuerdo de concesión en Enel Green Power Volta Grande, EGP Paranapanema y EGP Mourao, ver Nota 3.d.1.
- (4) Ver Nota 22.2.a)
- (5) Ver Nota 22.2.b)

8. Otros activos y pasivos no financieros

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corrientes		No corrientes	
	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023
IVA Crédito Fiscal y Otros Impuestos	39.260	34.823	124.095	135.819
Servicios en curso prestados por terceros	3.984	2.859	-	-
Servicio en curso de I & D y Eficiencia Energética	62.977	82.256	-	-
Depósitos Judiciales	-	-	236.601	244.670
Activos en construcción CINIIF 12 (1)	-	-	539.520	469.134
Impuesto por recuperar Pis/Cofins (2)	311.242	462.046	774.396	956.235
Gastos pagados por anticipado	42.702	24.467	-	-
Otros	103.900	146.825	71.914	57.424
Total	564.065	753.276	1.746.526	1.863.282

(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\$543.547, MUS\$36.311 y MUS\$505.780, respectivamente, al 30 de septiembre de 2024 (MUS\$734.169, MUS\$81.564, y MUS\$602.548, respectivamente, al 31 de diciembre de 2023).

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

El Grupo adoptará los procedimientos de recuperación de crédito fiscal de acuerdo con las disposiciones legales. La transferencia a los consumidores dependerá del uso efectivo del crédito fiscal por parte de las Compañías y aunque la forma definitiva de devolución aún no ha sido reglamentada por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), los procesos tarifarios 2022 y 2023 ya contemplan la devolución parcial de dichos montos.

Cabe destacar que el PIS COFINS son contribuciones federales que pagan las compañías en Brasil y que tienen por objetivo financiar programas a los empleados, salud pública, asistencia y 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 23 y 35.3.b.45).

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corrientes		No corrientes	
	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023
IVA Débito Fiscal y Otros Impuestos	165.692	218.865	25.677	29.607
Ingresos diferidos por cesiones de créditos Edesur	-	-	-	60.991
Otros	146	1.203	4.060	5.566
Total	165.838	220.068	29.737	96.164

9. 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 septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corrientes		No corrientes	
	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	4.057.776	4.116.450	373.191	460.445
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	3.786.795	3.892.321	189.305	187.963
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto	4.004	2.542	52.717	59.000
Otras cuentas por cobrar, bruto	266.977	221.587	131.169	213.482

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corrientes		No corrientes	
	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	2.993.674	3.033.039	340.753	424.900
Cuentas comerciales por cobrar, neto	2.724.618	2.810.020	184.131	182.062
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto	3.973	2.508	52.397	58.440
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	265.083	220.511	104.225	184.398

(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 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Anticipos a proveedores	61.948	62.853	-	-
Cuentas por cobrar "baja renta" (i)	74.269	26.790	-	-
Activos Sectoriales - No Corriente (*)	-	-	17.417	70.334
Cuentas por cobrar al personal	11.704	9.361	11.209	12.929
Cuentas proyecto VOSA (ii)	29.499	30.048	73.956	94.874
Otras	87.663	91.459	1.643	6.261
Total	265.083	220.511	104.225	184.398

(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 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 corresponde a Enel Generación Chocón S.A.

(*) Activos sectoriales Brasil

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

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

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

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

El grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 10.1.

b) Al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, 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 30.09.2024	al 31.12.2023
Con antigüedad menor de tres meses	319.251	329.593
Con antigüedad entre tres y seis meses	74.755	88.370
Con antigüedad entre seis y doce meses	76.274	81.648
Con antigüedad mayor a doce meses	248.784	201.294
Total	719.064	700.905

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 2023	920.700
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	256.513
Montos castigados	(91.196)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	58.136
Traspaso a mantenido para la venta	(25.197)
31 de diciembre de 2023	1.118.956
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	193.134
Montos castigados	(94.824)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(120.726)
30 de septiembre de 2024	1.096.540

(*) Las pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar ascendieron a MUS\$ 193.134 al 30 de septiembre de 2024, lo que representa una disminución de un 1,4% respecto a la pérdida de MUS\$ 195.776 registrada al 30 de septiembre de 2023 (ver nota 30.b). Esta disminución por un monto de MUS\$ 2.643, se explica principalmente por un mejor desempeño de las acciones de cobranza de la cartera gestionable y recuperación de los Programa Desenrola y Serasa Limpa Nome de nuestras subsidiarias de distribución en Brasil por MUS\$ 15.254, compensado por un aumento en la pérdida crediticia esperada en Enel Colombia por MUS\$ 3.076, además de un alza en Edesur por MUS\$ 9.535, explicada por un incremento de las cuentas por cobrar por ajustes tarifarios.

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 21.5).

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.

10. 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..

10.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, es la siguiente:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Corrientes		No corrientes	
						al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Extranjera	Enel X Argentina S.A.U.	Argentina	Matriz Común	ARS	Otros servicios	-	53	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Negocio Conjunto	ARS	Otros servicios	1	1	3	3
Extranjera	Enel X Brasil Gerenciamento De Energia Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Compra de Materiales	1	2	-	-
Extranjera	Enel X Way Brasil S.A	Brasil	Asociada	BRL	Otros servicios	3.664	3.997	-	-
Extranjera	Gridspertise Latam S.A.	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	-	259	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	413	566	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	200	204	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	Otros servicios	928	978	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	25	21	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	101	115	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	22	22	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	669	665	-	-
76.924.079-9	Enel X Chile S.P.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	143	-	-	-
Extranjera	Edistribución Redes Digitales, S.L.	España	Matriz Común	COP	Otros servicios	49	36	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	92	201	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	279	200	-	-
Extranjera	Endesa S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	18	18	-	-
Extranjera	Enel Green Power España SL	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	140	156	-	-
Extranjera	Enel Ibería S.R.L.	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	81	56	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	196	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	58	65	-	-
Extranjera	Enel Finance America, LLC	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	7	8	-	-
Extranjera	Enel Green Power North America, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	494	468	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	1.829	1.861	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	COP	Otros servicios	19	8	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	BRL	Otros servicios	94	62	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	182	137	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	148	-	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	67	72	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.654	1.764	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	183	185	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informaticos	144	142	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	222	249	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	179	201	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	338	294	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	337	378	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	1.422	1.102	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	COP	Otros servicios	254	229	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	350	333	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	485	543	-	-
Extranjera	Enel X North America	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Compra de Materiales	326	228	-	-
Extranjera	Enel Energia, S.A. DE C.V.	México	Matriz Común	US\$	Venta de Energía	-	1	-	-
Extranjera	Kino Facilities Manager S.A. de CV	México	Matriz Común	EUR	Otros servicios	315	353	-	-
Extranjera	Kino Facilities Manager S.A. de CV	México	Matriz Común	COP	Otros servicios	-	81	-	-
Extranjera	Kino Facilities Manager S.A. de CV	México	Matriz Común	US\$	Otros servicios	72	52	-	-
Extranjera	Enel X Way Perú (*)	Perú	Asociada	PEN	Otros servicios	-	3	-	-
Extranjera	Enel Romania SA	Rumania	Matriz Común	EUR	Otros servicios	82	91	-	-
Extranjera	Enel Green Power RSA	Sudafrica	Matriz Común	US\$	Otros servicios	675	687	-	-
Total						16.782	17.343	3	3

(*) Ver Nota 5.1.

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Corrientes		No corrientes	
						al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Extranjera	SACME	Argentina	Negocio Conjunto	ARS	Otros servicios	121	127	-	-
Extranjera	Enel X Brasil Gerenciamiento De Energia Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Compra de Materiales	160	86	-	-
Extranjera	Enel X Way Brasil S.A	Brasil	Asociada	BRL	Otros servicios	4.905	5.712	-	-
Extranjera	Gridspertise Latam	Brasil	Matriz Común	BRL	Compra de Materiales	34	-	-	-
Extranjera	Gridspertise Latam	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	5.952	77	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	578	562	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	2.500	1.769	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios Informáticos	1.909	1.903	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Informáticos	442	399	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	-	26	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	757	754	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	79	81	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Compra de Materiales	17	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	134	123	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	96	98	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	-	33	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	7	17	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios Informáticos	7	15	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	621	616	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	652	1.491	-	-
Extranjera	Enel X Way Colombia SAS	Colombia	Asociada	COP	Otros servicios	817	-	-	750
Extranjera	Enel Green Power El Salvador	El Salvador	Matriz Común	US\$	Otros servicios	-	-	6.945	6.945
Extranjera	Eistribución Redes Digitales, S.L.	España	Matriz Común	US\$	Servicios Técnicos	16	16	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	119	117	-	-
Extranjera	Endesa Capital S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	88	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	597	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	63	36	-	-
Extranjera	Endesa S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	587	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	55	110	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	411	229	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	12	927	-	-
Extranjera	Enel X North America	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	283	283	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (**)	Holanda	Matriz Común	BRL	Prestamos por pagar	245.884	159.691	-	149.161
Extranjera	Enel Finance International NV (**)	Holanda	Matriz Común	US\$	Prestamos por pagar	16.341	674.306	50.126	51.320
Extranjera	Enel Finance International NV (**)	Holanda	Matriz Común	EUR	Prestamos por pagar	193.842	343.208	-	104.672
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A.	Italia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	31	30	-	-
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	220	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	17.196	12.877	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	4.782	5.324	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Servicios Informáticos	5.045	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	20	16	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	754	-	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.456	1.463	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	932	955	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	US\$	Servicios Informáticos	56	37	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	2.330	2.004	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	3.020	2.738	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	93.883	90.851	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	5.521	7.113	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	US\$	Servicios Informáticos	102	26	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	47.207	42.272	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	US\$	Servicios Técnicos	5.032	3.946	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	7.812	6.723	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	-	-	929	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	43.685	34.451	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	26.314	-	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	149	293	-	215
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Servicios Informáticos	6.724	-	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	52	58	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Compra de Materiales	-	1.349	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	171	1.164	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	1.086	1.788	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	296	-	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	638	631	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	29	29	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	952	1.153	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	COP	Otros servicios	29	32	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	CLP	Dividendos	-	213.313	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	-	182	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	7.935	7.596	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicio de Garantía financiera	172.921	160.294	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	US\$	Servicios informáticos	2	2	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	US\$	Servicio de Garantía financiera	42	28	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	COP	Servicios Informáticos	1.090	-	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Informáticos	37.027	23.927	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Técnicos	15.407	6.443	-	-
Extranjera	Enel Sole	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	463	-	-
Extranjera	Enel X Advisory Services S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	50	49	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	31	193	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	3.840	4.607	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	9.567	5.688	-	-
Extranjera	Servizio Elettrico Nazionale SpA	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	181	180	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	US\$	Otros servicios	-	104	-	-
Extranjera	Enel Energía S.A. de CV	México	Matriz Común	US\$	Compra de Energía	600	4.201	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	-	33	-	-
Extranjera	Kino Facilities Manager S.A. de C.V	México	Matriz Común	EUR	Otros servicios	595	595	-	-
Extranjera	Kino Facilities Manager S.A. de C.V	México	Matriz Común	US\$	Otros servicios	1.051	642	-	-
Extranjera	Kino Facilities Manager S.A. de C.V	México	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	-	269	-	-
Extranjera	Viva Labs	Noruega	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	20	20	-	-
Total						1.003.343	1.839.784	58.000	313.063

(**) Ver Nota e) a continuación.

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

El detalle de las transacciones más significativas con entidades relacionadas no consolidables por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023 son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	2024	2023
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de Administración e Informáticos	(6.569)	(8.772)
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	Gastos Financieros	(61.206)	(72.644)
Extranjera	Enel Global Services S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Informaticos	(3.573)	(2.759)
Extranjera	Enel Global Services S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicio Tecnico	(4.097)	(2.038)
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Servicios Informaticos	-	(11.792)
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(5.786)	(2.316)
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(17.413)	(18.582)
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Informaticos	(2.239)	(6.979)
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Personal Expatriado	(1.670)	(2.362)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Gastos Financieros	(12.377)	(20.149)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Personal Expatriado	(1.237)	(1.796)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Técnicos	(8.984)	(7.506)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Informaticos	(8.996)	(9.578)
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(4.596)	(3.896)
Extranjera	Enel Energia S.A. de CV	México	Matriz Común	Compra de Energía	-	(8.826)

Las transacciones detalladas en la tabla precedente corresponden a todas aquellas que superan US\$ 1.500.000 por contraparte y naturaleza de las transacciones.

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

A continuación, se muestran las estimaciones de flujos no descontados para préstamos por pagar al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Tipo de moneda	Tasa Nominal	al 30.09.2024									
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente	
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	BRL	13,71%	3.216	93.907	97.123	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	EUR	2,36%	189.267	153.358	342.625	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	US\$	9,66%	8.375	10.799	19.174	15.972	14.821	13.675	8.423	8.939	61.830	
Total					200.858	258.064	458.922	15.972	14.821	13.675	8.423	8.939	61.830	

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Tipo de moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2023									
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente	
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	BRL	14,79%	161.746	69.014	230.760	106.184	-	-	-	-	106.184	
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	EUR	2,33%	2.363	289.089	291.452	151.734	-	-	-	-	151.734	
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	US\$	8,66%	655.498	24.152	679.650	24.010	20.193	4.819	4.512	13.346	66.880	
Total					819.607	382.255	1.201.862	281.928	20.193	4.819	4.512	13.346	324.798	

e) **Transacciones significativas Enel Américas**

- > El 5 de junio de 2020, Enel Finance International NV formalizó con Enel Brasil S.A, un contrato de línea comprometida denominado en reales por un monto de BRL 800 millones a una tasa de interés variable con vencimiento al 12 de junio de 2021. El 5 de agosto de 2021 esta línea fue renovada a una tasa de CDI +0,85% con vencimiento julio de 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. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.
- > 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. Esta línea fue cancelada en su totalidad en su fecha de vencimiento, el 14 de febrero de 2024.
- > El 2 de marzo de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Ceará, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 500 millones, a una tasa CDI más un margen 1,1%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 2 de marzo de 2025.
- > El 4 de marzo de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goiás, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 600 millones, a una tasa CDI más un margen 1,1%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de marzo de 2023. El 27 de diciembre de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de marzo de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.
- > El 6 de abril de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goiás, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 160 millones, a una tasa CDI más un margen 1,1%, sin garantías, con amortización en un único pago, a la fecha de vencimiento, 6 de abril de 2023. El 27 de diciembre de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 6 de abril de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.
- > El 15 de abril de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Río, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 230 millones, a una tasa CDI más un margen 0,9%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 15 de abril de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento 17 de abril de 2023.
- > El 19 de abril de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goiás, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 290 millones, a una tasa CDI más un margen 1,0%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 19 de abril de 2023. El 27 de diciembre de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 19 de abril de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- > El 1 de julio de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución 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. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.
- > El 8 de julio de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución 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. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.
- > El 31 de julio de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 36 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,29%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 31 de julio de 2023. El 27 de diciembre de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 31 de julio de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.
- > El 5 de agosto de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 20 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,53%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 5 de agosto de 2024. El 27 de diciembre de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 5 de agosto de 2024. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.
- > El 1 de septiembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 22 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,53%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 2 de septiembre de 2024. El 27 de diciembre de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 2 de septiembre de 2024. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.
- > 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. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.
- > 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 de 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. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.
- > El 1 de octubre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 73 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,81%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 1 de octubre de 2024. El 27 de diciembre de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 1 de octubre de 2024.

- > El 13 de octubre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 40 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,59%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 13 de octubre de 2024.
- > El 14 de diciembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 55 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,65%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 16 de diciembre de 2024.
- > El 28 de diciembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 160 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,06%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 28 de diciembre de 2024.
- > El 31 de diciembre de 2021, Enel Green Power Perú formalizó una línea de crédito comprometida Revolving con Enel Finance International N.V. por un total de US\$30 millones, a una tasa de interés variable de Libor 1M, 3M o 6M más un margen 0,9%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 31 de diciembre de 2022. Esta línea de crédito Revolving no posee garantías. No se renovó al 31 de diciembre de 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 de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de 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 de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de 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. Esta línea fue cancelada en su totalidad en su fecha de vencimiento.
- > El 28 de diciembre de 2022, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €185 millones, a una tasa EUR all-in rate de 5,35%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 28 de diciembre de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.
- > El 13 de diciembre de 2022, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Ceará, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de € 49 millones, a una tasa EURLIBOR +80 bps, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 12 de junio de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.
- > El 3 de enero de 2023, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €50 millones, a una tasa EUR all-in rate de 5,8%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 3 de enero de 2025.
- > El 6 de enero de 2023, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Ceará, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €88 millones, a una tasa EUR all-in rate de 4,2%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 6 de febrero de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.

- > El 21 de diciembre de 2023, Enel Américas S.A. formalizó una línea de crédito comprometida Revolving con Enel Finance International N.V. por un total de USD \$700 millones, a una tasa de interés variable de SOFR 1M, 3M o 6M más un margen 1,25%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 21 de junio de 2024. Esta línea de crédito Revolving no posee garantías. Esta línea fue cancelada en su totalidad el día de su vencimiento 21 de junio de 2024.
- > El 12 de febrero de 2024, Enel Américas S.A. formalizó una línea de crédito comprometida Revolving con Enel Finance International N.V. por un total de USD 500 millones, a una tasa de interés variable de SOFR 1M, 3M o 6M más un margen 1,60%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 12 de febrero de 2027. Esta línea de crédito Revolving no posee garantías. Al 30 de septiembre de 2024 esta línea no se encuentra girada.
- > Al 30 de septiembre de 2024, Enel SpA tiene garantías otorgadas a Enel Brasil por un total de US\$173 millones, a una tasa de interés variable que oscila entre 0,27% 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.
- > El 21 de junio de 2024, Enel Américas S.A. formalizó una línea de crédito comprometida Revolving con Enel Finance International N.V. por un total de USD \$700 millones, a una tasa de interés variable de SOFR 1M, 3M o 6M más un margen 0,9%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 21 de diciembre de 2024. Esta línea de crédito Revolving no posee garantías. Esta línea fue cancelada y cerrada anticipadamente el 19 de julio de 2024.

10.2 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 septiembre de 2024, corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 30 de abril de 2024 y está conformado por las siguientes personas:

- > Sr. Francisco de Borja Acha Besga
- > Sr. Alberto María Giuseppe De Paoli
- > Sr. Hernán Somerville Senn
- > Sr. José Antonio Vargas Lleras
- > Sra. Iris Boeninger
- > Sr. Luca Lo Voi
- > Sr. Britaldo Pedrosa Soares

En sesión de Directorio del 30 de abril de 2024, fueron elegidos como Presidente del Directorio y de la Compañía, 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, el cual quedó integrado por los Directores independientes señor Hernán Somerville Senn, Señora Iris Boeninger y Señor José Antonio Vargas Lleras. El Presidente y Secretario del Comité de Directores designados fueron don Hernán Somerville Senn y don Domingo Valdés Prieto, respectivamente.

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 16 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 16 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 septiembre de 2024 y 2023:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Nombre	Cargo	Período de desempeño	2024		
				Directorio de Enel Américas	Directorio de filiales	Comité de Directores
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - septiembre 2024	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Director	enero - septiembre 2024	-	-	-
Extranjero	Giulia Genuardi	Directora	enero - abril 2024	-	-	-
Extranjero	Francesca Gostinelli	Directora	enero - abril 2024	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - septiembre 2024	106	-	35
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - abril 2024	43	-	14
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - abril 2024	43	-	14
6.342.175-8	Iris Boeninger Von Kretschmann	Directora	abril - septiembre 2024	63	-	21
Extranjero	Britaldo Pedrosa Soares	Director	abril - septiembre 2024	63	-	-
Extranjero	Alberto María Giuseppe de Paoli	Director	abril - septiembre 2024	-	-	-
Extranjero	Luca Lo Voi	Director	abril - septiembre 2024	-	-	-
Total				318	-	84

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 - septiembre 2023	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Director	enero - septiembre 2023	-	-	-
Extranjero	Giulia Genuardi	Directora	enero - septiembre 2023	-	-	-
Extranjero	Francesca Gostinelli	Directora	enero - septiembre 2023	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - septiembre 2023	123	-	41
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - septiembre 2023	123	-	41
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - septiembre 2023	123	-	41
Total				369	-	123

10.3 Retribución del personal clave de la gerencia

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

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

(1) Con fecha 28 de junio de 2023, el señor Mauricio Bezzeccheri presentó su renuncia a la Compañía, permaneciendo en el cargo hasta el 30 de junio de 2023.

Con fecha 1 de julio de 2023, el señor Aurelio Bustilho de Oliveira asumió como Gerente General en carácter interino, cargo que desempeñó en esta condición hasta el 28 de septiembre de 2023, fecha en que asumió dicho cargo con carácter definitivo. El Sr. Bustilho continuó desempeñando el cargo de Gerente de Administración Finanzas y Control, en carácter interino, hasta el día 31 de marzo de 2024.

(2) Con fecha 31 de marzo de 2024, el señor Aurelio Bustilho de Oliveira dejó de desempeñar el cargo de Gerente de Administración Finanzas y Control Interino y en su reemplazo fue designado el señor Rafael de la Haza Casarrubio, quien asumió sus funciones con fecha 1 de abril de 2024.

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

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

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

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

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

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	2024	2023
Remuneración	688	2.106
Beneficios a corto plazo para los empleados	156	2
Otros beneficios a largo plazo	-	1.049
Total	844	3.157

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.

10.4 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.

10.5 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.

11. Inventarios

La composición de los inventarios al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Suministros para la producción	11.479	24.541
Petróleo	262	510
Carbón	11.217	24.031
Repuestos	20.237	21.084
Materiales eléctricos	433.447	452.265
Total	465.163	497.890

No existen inventarios como garantía de cumplimiento de deudas.

Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a MUS\$ 53.275 y MUS\$ 50.345, respectivamente. Para un mayor detalle por tipo de combustible ver Nota 28.

Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023, no se ha reconocido pérdidas por deterioro en los inventarios.

12. Activos y pasivos por impuestos

- a) La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Activos por impuestos	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Pagos anticipados de Impuesto a la Renta	165.222	128.797
Otros	48.618	14.189
Total	213.840	142.986

- b) La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Pasivos por impuestos	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Impuesto a la renta (*)	757.821	139.940
Total	757.821	139.940

(*) El incremento que se evidencia durante el primer semestre del 2024 se explica por la venta de las compañías peruanas, efectuadas en mayo y junio, que generó un pasivo por impuesto a la renta de MUS\$ 645.047 (ver nota 5.1).

13. Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación

13.1 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 septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2024	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	Economía Hiperinflacionaria Argentina	al 30.09.2024
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33,33%	-	-	1.365	-	(76)	-	460	684	2.433
Extranjera	Sacme S.A.	Negocio conjunto	Argentina	Peso argentino	50,00%	79	-	(55)	-	(15)	-	-	67	76
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33,20%	404	-	-	(89)	(52)	-	-	343	606
Extranjera	Enel X Way Brasil S.A.	Asociada	Brasil	Real brasileño	20,00%	719	-	(379)	-	(88)	-	649	-	901
Extranjera	Enel X Way Perú S.A.C. (*)	Asociada	Perú	Sol peruano	20,00%	-	-	(83)	-	7	-	76	-	-
Extranjera	Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento	Asociada	Colombia	Peso colombiano	49,00%	2.596	-	(62)	-	(184)	-	-	-	2.350
Extranjera	Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	Asociada	Colombia	Peso colombiano	20,00%	821	-	143	-	(66)	-	-	-	898
Extranjera	Enel X Way Colombia S.A.S.	Asociada	Colombia	Peso colombiano	40,00%	1.430	-	129	-	(110)	-	14	-	1.463
Extranjera	Colombia ZE S.A.S.	Asociada	Colombia	Peso colombiano	20,00%	10.526	-	(1.165)	-	(703)	11	-	-	8.669
Total						16.575	-	(107)	(89)	(1.287)	11	1.199	1.094	17.396

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2023	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	Economía Hiperinflacionaria Argentina	al 31.12.2023
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33,33%	1.251	-	(321)	(116)	(886)	-	(460)	532	-
Extranjera	Sacme S.A.	Negocio conjunto	Argentina	Peso argentino	50,00%	121	-	(3)	-	(91)	-	(9)	61	79
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33,20%	944	-	(39)	(390)	(737)	-	189	437	404
Extranjera	Enel X Way Brasil S.A.	Asociada	Brasil	Real brasileño	20,00%	51	-	(37)	-	24	-	681	-	719
Extranjera	Enel X Way Perú S.A.C. (*)	Asociada	Perú	Sol peruano	20,00%	63	-	(210)	-	-	-	147	-	-
Extranjera	Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento	Asociada	Colombia	Peso colombiano	49,00%	3.008	-	(1.048)	-	636	-	-	-	2.596
Extranjera	Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	Asociada	Colombia	Peso colombiano	20,00%	-	579	157	-	85	-	-	-	821
Extranjera	Enel X Way Colombia S.A.S.	Asociada	Colombia	Peso colombiano	40,00%	-	1.273	8	-	149	-	-	-	1.430
Extranjera	Colombia ZE S.A.S.	Asociada	Colombia	Peso colombiano	20,00%	-	8.542	1.065	-	1.307	(388)	-	-	10.526
Total						5.438	10.394	(428)	(506)	487	(388)	548	1.030	16.575

(*) Ver nota 5.1.

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 septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 de los estados financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.09.2024									
	% 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%	3.301	5.407	1.030	380	5.138	(1.043)	4.095	(230)	3.865
Enel X Way Brasil S.A.	20,00%	10.992	1.098	7.585	-	99	(1.996)	(1.897)	(438)	(2.335)
Enel X Way Perú S.A.C. (*)	20,00%	3.024	396	904	-	110	(526)	(416)	33	(383)
Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento	49,00%	1.027	3.811	42	-	-	(127)	(127)	(376)	(503)
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	20,00%	6.315	1.008	2.832	-	15.725	(15.012)	713	(330)	383
Enel X Way Colombia S.A.S.	40,00%	3.678	-	20	-	345	(22)	323	(275)	48
Colombia ZE S.A.S.	20,00%	162.908	41.504	156.333	4.733	-	(5.827)	(5.827)	(3.460)	(9.287)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

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

(*) Ver Nota 5.1.

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

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

14. Activos intangibles distintos de la plusvalía

A continuación, se presentan los saldos de los activos intangibles distintos de la plusvalía al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Bruto	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Activos Intangibles, Bruto	7.795.495	8.564.828
Servidumbre y Derechos de Agua	53.280	56.121
Concesiones	6.666.605	7.466.278
Costos de Desarrollo	17.061	18.989
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	138.778	154.358
Programas Informáticos	685.447	640.905
Otros Activos Intangibles Identificables	94.596	94.083
Costos de Contratos	139.728	134.094

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Amortización y Deterioro	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(4.431.999)	(4.696.001)
Servidumbre y Derechos de Agua	(20.972)	(21.369)
Concesiones	(4.023.059)	(4.364.523)
Costos de Desarrollo	(9.274)	(9.810)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(34.129)	(33.791)
Programas Informáticos	(256.141)	(191.087)
Otros Activos Intangibles Identificables	(57.446)	(55.917)
Costos de Contratos	(30.978)	(19.504)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Neto	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Activos Intangibles, Netos	3.363.496	3.868.827
Servidumbre y Derechos de Agua	32.308	34.752
Concesiones Neto (1)	2.643.546	3.101.755
Costos de Desarrollo	7.787	9.179
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	104.649	120.567
Programas Informáticos	429.306	449.818
Otros Activos Intangibles Identificables	37.150	38.166
Costos de Contratos	108.750	114.590

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Enel Distribución Río S.A. (*)	407.513	485.246
Enel Distribución Ceará S.A. (*)	428.855	502.010
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (*)	1.704.478	1.995.290
EGP Cachoeira Dourada S.A.	33.698	43.263
Sociedades EGP en Brasil	4.449	6.454
PH Chucás S.A. (*)	37.754	41.800
Enel Fortuna S.A.	25.721	26.537
Enel Panamá CAM S.R.L. (ex Enel Green Power Panamá S.R.L.)	2	2
Enel Green Power Volta Grande	1.076	1.153
TOTAL	2.643.546	3.101.755

(*) 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 septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, 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 01.01.2024	9.179	34.752	3.101.755	120.567	449.818	38.166	114.590	3.868.827
Movimientos en activos intangibles identificables								
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	508	297.484	-	25.823	-	-	323.815
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(509)	(2.938)	(322.764)	(12.822)	(45.929)	(2.814)	(1.342)	(389.118)
Amortización	(122)	(1.254)	(369.273)	(3.254)	(46.407)	(2.420)	(12.814)	(435.544)
Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	-	(501)	-	-	(501)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(128)	(68)	-	158	(9.204)	2.493	6.749	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(128)	(68)	-	158	(9.204)	2.493	6.749	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	(30)	(5.584)	-	(784)	-	-	(6.398)
Retiros de servicio	-	(30)	(5.584)	-	(784)	-	-	(6.398)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (Ver Nota 5)	-	-	11	-	-	-	-	11
Hiperinflación Argentina	-	-	3	-	64.557	-	-	64.560
Otros incrementos (disminuciones)	(633)	1.338	(58.086)	-	(8.067)	1.725	1.567	(62.156)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(1.392)	(2.444)	(458.209)	(15.918)	(20.512)	(1.016)	(5.840)	(505.331)
Saldo final al 30.09.2024	7.787	32.308	2.643.546	104.649	429.306	37.150	108.750	3.363.496

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	-	-	662.099	14	38.077	-	-	700.190
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	2.910	6.231	237.869	10.052	(20.762)	1.832	450	238.582
Amortización	(130)	(1.585)	(461.145)	(4.857)	(41.162)	(2.704)	(12.411)	(523.994)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	41.074	(3)	1.928	157	(55.489)	1.265	11.068	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	41.074	(3)	1.928	157	(55.489)	1.265	11.068	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	(158)	(19.498)	-	-	-	-	(19.656)
Retiros de servicio	-	(158)	(19.498)	-	-	-	-	(19.656)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (Ver Nota 5)	(3.761)	-	(141)	(6.028)	(86.425)	(630)	-	(96.985)
Hiperinflación Argentina	-	-	6	-	46.569	-	-	46.575
Otros incrementos (disminuciones)	(42.040)	-	(107.658)	-	47.991	(66)	2.768	(99.005)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(1.947)	4.485	313.460	(662)	(71.201)	(303)	1.875	245.707
Saldo final al 31.12.2023	9.179	34.752	3.101.755	120.567	449.818	38.166	114.590	3.868.827

Al 30 de septiembre de 2024, las principales adiciones a activos intangibles por concesiones por MUS\$ 297.484 (MUS\$ 662.099 al 31 de diciembre de 2023) 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 septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 fueron de MUS\$ 323.815 y MUS\$ 700.190, 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 septiembre de 2024 y 2023 ascendió a MUS\$ 2.053 y MUS\$ 1.642 respectivamente (Ver Nota 33). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 1,92% y 4,72% al 30 de septiembre de 2024 y 2023, respectivamente.

Durante los periodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso en el rubro de concesiones por un monto de MUS\$ 60.639 y MUS\$ 55.165, 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 septiembre de 2024 y 2023. (Ver Nota 3.e).

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

15. 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 septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial al 01.01.2023	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Hiperinflación Argentina	Deterioro	Traspaso a Mantenido para la venta (*)	Saldo Final al 31.12.2023	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Saldo Final al 30.09.2024
Enel Distribución Río S.A. (1)	Enel Distribución Río S.A.	161.044	13.995	-	-	-	175.039	(18.907)	156.132
Enel Colombia SAS EDP (2)	Negocio de Distribución en Enel Colombia SAS EDP (ex Codensa S.A. E.S.P.)	8.936	2.249	-	-	-	11.185	(804)	10.381
Enel Generación El Chocón S.A. (3)	Enel Generación El Chocón S.A.	5.575	(1.728)	2.044	(5.891)	-	-	-	-
Enel Distribución Perú S.A. (4)	Enel Distribución Perú	60.570	1.814	-	-	(62.384)	-	-	-
EGP Cachoeira Dourada S.A. (5)	EGP Cachoeira Dourada S.A.	59.051	5.131	-	-	-	64.182	(6.932)	57.250
Enel Generación Perú S.A. (6)	Enel Generación Perú	114.006	3.414	-	-	(117.420)	-	-	-
Enel Colombia SAS EDP (ex Emgesa S.A. E.S.P.) (7)	Negocio de Generación convencional en Enel Colombia SAS EDP (ex Emgesa S.A. E.S.P.)	3.953	995	-	-	-	4.948	(356)	4.592
Enel Perú S.A.	Enel Distribución Perú	18	1	-	-	(19)	-	-	-
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	750	65	-	-	-	815	(88)	727
Enel Distribución Ceará S.A. (8)	Enel Distribución Ceará S.A.	81.065	7.044	-	-	-	88.109	(9.517)	78.592
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (9)	Enel Distribución Sao Paulo	405.060	35.200	-	-	-	440.260	(47.553)	392.707
Enel Brasil S.A. (10) (11)	Enel Brasil S.A.	461.754	40.132	-	-	-	501.886	(54.227)	447.659
Enel Green Power Argentina S.A. (10)	Enel Green Power Argentina S.A.	1.169	(913)	-	-	(256)	-	-	-
Enel Colombia SAS EDP (ex Enel Green Power Colombia SAS E.S.P.) (10)	Negocio de renovables en Enel Colombia SAS EDP (ex Enel Green Power Colombia SAS E.S.P.)	42.566	10.712	-	-	-	53.278	(3.829)	49.449
Enel Green Power Peru S.A. (10)	Enel Green Power Peru S.A.	76.306	(2.037)	-	-	(74.269)	-	-	-
Enel Renovables S.R.L. (ex Enel Solar S.R.L.) (10)	Enel Renovables S.R.L. (ex Enel Solar S.R.L.)	2.094	-	-	-	-	2.094	-	2.094
Enel Panamá CAM S.R.L. (ex Enel Green Power Panama S.R.L.) (10)	Enel Panamá CAM S.R.L. (ex Enel Green Power Panama S.R.L.)	24.964	-	-	-	-	24.964	-	24.964
Enel Generación Perú S.A. (10)	Enel Generación Perú S.A.	2.806	84	-	-	(2.890)	-	-	-
Jaguito Solar 10MW S.A. (10)	Jaguito Solar 10MW S.A.	386	-	-	-	-	386	-	386
Progreso Solar 20MW S.A. (10)	Progreso Solar 20MW S.A.	772	-	-	-	-	772	-	772
Total		1.512.845	116.158	2.044	(5.891)	(257.238)	1.367.918	(142.213)	1.225.705

(*) Ver nota 5.

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 septiembre de 2024 (Ver Nota 3.e).

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

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

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

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

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

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

3.- Enel Generación El Chocón S.A.

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

4.- Enel Distribución Perú S.A.A.

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

5.- EGP Cachoeira Dourada S.A.

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

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

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

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

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

8.- Enel Distribución Ceará S.A.

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

9.- Enel Distribución Sao Paulo S.A.

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

10.- EGP Centro y Sudamérica

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

11.- Enel Brasil S.A.

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

16. Propiedades, planta y equipo

A continuación, se presentan los saldos de las propiedades, planta y equipo al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	20.360.369	18.507.995
Construcción en Curso	1.186.051	2.165.859
Terrenos	134.475	132.831
Edificios	1.752.675	1.608.402
Planta y Equipo de Generación	9.165.825	8.356.220
Infraestructura de Red	7.636.751	5.856.772
Instalaciones Fijas y Accesorios	484.592	387.911

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(7.068.533)	(5.696.826)
Edificios	(255.810)	(220.385)
Planta y Equipo de Generación	(2.754.951)	(2.459.875)
Infraestructura de Red	(3.744.581)	(2.790.009)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(313.191)	(226.557)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	13.291.836	12.811.169
Construcción en Curso	1.186.051	2.165.859
Terrenos	134.475	132.831
Edificios	1.496.865	1.388.017
Planta y Equipo de Generación	6.410.874	5.896.345
Infraestructura de Red	3.892.170	3.066.763
Instalaciones Fijas y Accesorios	171.401	161.354

La composición y movimientos del rubro propiedades, planta y equipo durante el periodo terminado al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, han sido los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipo de Generación, Neto	Infraestructura de Red, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo inicial al 01.01.2024	2.165.859	132.831	1.388.017	5.896.345	3.066.763	161.354	12.811.169
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	752.627	-	557	5	48.878	16.874	818.941
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(178.697)	(10.619)	(146.914)	(521.753)	(351.194)	(17.244)	(1.226.421)
Depreciación	-	-	(38.184)	(155.812)	(165.500)	(39.959)	(399.455)
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	(4.565)	-	-	(4.565)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(1.709.807)	11.188	278.100	1.155.558	240.928	24.033	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(1.709.807)	11.188	278.100	1.155.558	240.928	24.033	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	(1)	(19)	(1.839)	(3.764)	(190)	(5.813)
Retiros	-	(1)	(19)	(1.839)	(3.764)	(190)	(5.813)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (Ver Nota 5)	-	-	-	-	648	53	701
Hiperinflación Argentina	129.164	2.414	21.933	181	1.054.806	29.585	1.238.083
Otros incrementos (disminución)	26.905	(1.338)	(6.625)	42.754	605	(3.105)	59.196
Total movimientos	(979.808)	1.644	108.848	514.529	825.407	10.047	480.667
Saldo final al 30.09.2024	1.186.051	134.475	1.496.865	6.410.874	3.892.170	171.401	13.291.836

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipo de Generación, Neto	Infraestructura de Red, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo inicial al 01.01.2023	3.048.930	126.809	1.090.081	5.378.597	3.847.192	190.581	13.682.190
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	1.804.828	53	10.222	90	60.121	12.392	1.897.706
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(139.081)	20.973	87.958	595.464	(845.293)	(11.413)	(291.392)
Depreciación	-	-	(35.420)	(214.223)	(162.955)	(29.976)	(442.574)
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)	(182.552)	-	-	32.821	-	-	(149.731)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(1.962.264)	14.742	407.626	1.067.988	402.355	69.553	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(1.962.264)	14.742	407.626	1.067.988	402.355	69.553	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	(199)	(1)	(2.487)	(5.290)	(28.362)	(36.339)
Retiros	-	(199)	(1)	(2.487)	(5.290)	(28.362)	(36.339)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios	(532.057)	(31.481)	(194.186)	(963.827)	(1.073.814)	(83.962)	(2.879.327)
Hiperinflación Argentina	128.345	1.934	15.880	4.264	796.205	26.700	973.328
Otros incrementos (disminución)	(290)	-	5.857	(2.342)	48.242	5.841	57.308
Total movimientos	(883.071)	6.022	297.936	517.748	(780.429)	(29.227)	(871.021)
Saldo final al 31.12.2023	2.165.859	132.831	1.388.017	5.896.345	3.066.763	161.354	12.811.169

(1) Ver literal iii) y 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 propiedades, planta y equipo corresponden a inversiones en plantas en funcionamiento, redes de distribución y en nuevos proyectos por MUS\$818.941 y MUS\$ 1.897.706 por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, 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 2024 por MUS\$ 130.480 (MUS\$ 350.100 al 31 de diciembre de 2023, 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\$ 356.201 (MUS\$ 1.090.100 al 31 de diciembre de 2023). 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\$ 332.260 al 30 de septiembre de 2024 (MUS\$ 457.506 al 31 de diciembre de 2023).

La depreciación de propiedades, 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 septiembre de 2024 y 2023 ascendió a MUS\$ 31.027 y MUS\$ 41.310, respectivamente (Ver Nota 33). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 9,14% y 6,30% al 30 de septiembre de 2024 y 2023, 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 septiembre de 2024 y 2023 ascendió a MUS\$ 65.603 y MUS\$ 82.202, respectivamente.

c) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 30 de septiembre de 2024, compromisos de adquisición de bienes de propiedades, planta y equipo por MUS\$ 332.912 (MUS\$ 1.613.702 al 31 de diciembre de 2023) (Incluye compromisos de adquisición de intangibles de nuestras subsidiarias de distribución de Brasil).

ii) La Sociedad y sus subsidiarias extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000 (MUS\$ 1.116.050), 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\$ 446.420). Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro de otros activos no financieros.

iii) La Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., propiedad de nuestra subsidiaria Enel Colombia, finalizaría su operación comercial a partir de noviembre de 2023. Producto de lo anterior, al 31 de diciembre de 2022 el valor en libros de Propiedades, planta y equipo excedía su valor recuperable, por lo cual se registró una pérdida de deterioro por MCOP 283.266.920 (equivalentes a MUS\$66.686 al tipo de cambio al 31 de diciembre de 2022). El 12 de julio de 2023 se suscribió un contrato de compraventa con SMN Termocartagena S.A.S para su venta, por lo que Enel Colombia procedió a revertir parcialmente el deterioro registrado en diciembre 2022 por MUS\$ 31.030. Con fecha 1 de diciembre de 2023, nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. vendió su participación en la compañía Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (ver nota 2.4.1).

iv) Con fecha 24 de mayo de 2023, la junta directiva de nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. E.S.P. aprobó suspender la ejecución del proyecto eólico Windpeshi ubicado en el departamento de La Guajira en Colombia e iniciar su proceso de venta (ver nota 5.2). Producto de lo anterior, al 31 de diciembre de 2023 se registró una pérdida de deterioro por MCOP 789.089.518 equivalentes a MUS\$ 182.496.

17. Activos por derecho de uso

a) Activos por derecho de uso

El detalle de los activos por derecho de uso al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, corresponden a los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos Período 2024	Terrenos	Edificios, Neto	Otras Planta y Equipo, Neto	Activos por derechos de Uso, Neto
Saldo inicial al 01.01.2024	92.382	65.589	27.701	185.672
Nuevos contratos de activos por derecho de uso	7.594	5.783	41.897	55.274
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(8.233)	(5.708)	(3.779)	(17.720)
Modificación y término anticipado de contratos	-	(3.138)	(36)	(3.174)
Depreciación	(4.423)	(4.491)	(17.590)	(26.504)
Hiperinflación Argentina	-	331	-	331
Total movimientos	(5.062)	(7.223)	20.492	8.207
Saldo final al 30.09.2024	87.320	58.366	48.193	193.879

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos Período 2023	Terrenos	Edificios, Neto	Otras Planta y Equipo, Neto	Activos por derechos de Uso, Neto
Saldo inicial al 01.01.2023	84.499	93.202	168.238	345.939
Nuevos contratos de activos por derecho de uso	3.667	11.326	7.133	22.126
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	10.106	8.851	4.956	23.913
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (ver nota 5)	-	(36.282)	(129.959)	(166.241)
Depreciación	(3.908)	(11.668)	(20.001)	(35.577)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	-	638	(638)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	-	638	(638)	-
Hiperinflación Argentina	-	(46)	-	(46)
Otros incrementos (disminución)	(1.982)	(432)	(2.028)	(4.442)
Total movimientos	7.883	(27.613)	(140.537)	(160.267)
Saldo final al 31.12.2023	92.382	65.589	27.701	185.672

Al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 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 30.09.2024			al 31.12.2023		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
Hasta un año	48.084	15.290	32.794	34.658	8.515	26.143
Más de un año y no más de dos años	42.747	15.524	27.223	25.129	8.266	16.863
Más de dos años y no más de tres años	31.962	12.278	19.684	25.992	6.002	19.990
Más de tres años y no más de cuatro años	22.680	9.899	12.781	15.031	4.512	10.519
Más de cuatro años y no más de cinco años	19.053	9.583	9.470	13.139	3.632	9.507
Más de cinco años	200.653	99.883	100.770	120.324	7.341	112.983
Total	365.179	162.457	202.722	234.273	38.268	196.005

b) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

El estado de resultados consolidados por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023 incluyen gastos de MUS\$ 249 y MUS\$ 573 respectivamente, correspondientes a pagos por arrendamientos de corto plazo por un monto de MUS\$ 249 en 2024 y MUS\$ 573 en 2023, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16 (ver Nota 3.f).

Al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Hasta un año	321	593
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	321	593

18. 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 septiembre de 2024 y 2023:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

(Gasto) / Ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	2024	2023
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(489.725)	(493.299)
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)	-	780
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	(2.604)	13.883
(Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (relacionado con coberturas de flujos de efectivo)	(806)	(9.887)
Total (Gasto) / Ingreso por Impuesto corriente	(493.135)	(488.523)
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	7.152	(22.763)
Total (Gasto) / Ingreso por Impuestos Diferidos	7.152	(22.763)
Gasto por impuestos a las ganancias	(485.983)	(511.286)

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 septiembre de 2024 y 2023:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	2024	Tasa	2023
Resultado Contable Antes De Impuestos		1.343.482		1.315.750
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(27,00%)	(362.738)	(27,00%)	(355.253)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(7,68%)	(103.231)	(12,00%)	(157.864)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	4,77%	64.138	8,71%	114.564
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(6,07%)	(81.548)	(9,62%)	(126.616)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	(0,19%)	(2.604)	1,06%	13.883
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositiva aplicable	(9,17%)	(123.245)	(11,86%)	(156.033)
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias	(36,17%)	(485.983)	(38,86%)	(511.286)

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 septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Activos/(Pasivos) por Impuestos Diferidos	al 30.09.2024		al 31.12.2023	
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
Depreciaciones	359.436	(811.587)	191.642	(518.865)
Amortizaciones	3.785	(26.241)	2.794	(29.418)
Obligaciones por beneficios post-empleo	346.938	(173)	536.173	(173)
Revaluaciones de instrumentos financieros	53.993	(84.686)	112.434	(71.649)
Pérdidas Fiscales	283.160	-	258.457	-
Provisiones	758.088	(685.428)	716.843	(689.302)
Provisión Contingencias Civiles	63.036	-	64.287	-
Provisión Contingencias Trabajadores	46.275	-	51.471	-
Provisión Cuentas incobrables	299.937	-	304.184	-
Provisión Cuentas de Recursos Humanos	13.778	-	14.743	-
Activos Financieros CINIF 12	-	(441.239)	-	(440.369)
Otras Provisiones	335.062	(244.189)	282.158	(248.933)
Otros Impuestos Diferidos	63.409	(347.607)	107.295	(312.722)
Ajuste por Inflación - Argentina	-	(247.851)	-	(226.773)
Otros Impuestos Diferidos	63.409	(99.756)	107.295	(85.949)
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos antes de compensación	1.868.809	(1.955.722)	1.925.638	(1.622.129)
Compensación de activos/(pasivos) por impuestos diferidos	(1.204.560)	1.204.560	(1.021.611)	1.021.611
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos después de compensación	664.249	(751.162)	904.027	(600.518)

El origen y movimientos de los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	Saldo neto al 01.01.2024	Movimientos					Saldo neto al 30.09.2024
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Transferencias a / de grupos de activos clasificados como mantenidos para la venta (*)	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos) (**)	
Depreciaciones	(327.223)	95.603	-	-	77.213	(297.744)	(452.151)
Amortizaciones	(26.624)	740	-	-	2.841	587	(22.456)
Obligaciones por beneficios post-empleo	536.000	(104.739)	(34.711)	-	(47.328)	(2.457)	346.765
Revaluaciones de instrumentos financieros	40.785	(60.739)	(11.271)	-	(2.107)	2.639	(30.693)
Pérdidas Fiscales	258.457	88.429	-	-	(25.014)	(38.712)	283.160
Provisiones	27.541	32.803	-	4.147	(13.287)	21.456	72.660
Provisión Contingencias Civiles	64.287	3.388	-	-	(1.486)	(3.153)	63.036
Provisión Contingencias Trabajadores	51.471	(3.138)	-	-	(1.774)	(284)	46.275
Provisión Cuentas Incobrables	304.184	38.048	-	-	(29.900)	(12.395)	299.937
Provisión Cuentas de Recursos Humanos	14.743	2.075	-	-	(1.434)	(1.606)	13.778
Activos Financieros CINIIF 12	(440.369)	(33.069)	-	-	21.582	10.617	(441.239)
Otras Provisiones	33.225	25.499	-	4.147	(275)	28.277	90.873
Otros Impuestos Diferidos	(205.427)	(44.945)	-	(91)	(2.619)	(31.116)	(284.198)
Ajuste por inflación - Argentina	(226.773)	(17.914)	-	(91)	(2.337)	(736)	(247.851)
Otros Impuestos Diferidos	21.346	(27.031)	-	-	(282)	(30.380)	(36.347)
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	303.509	7.152	(45.982)	4.056	(10.301)	(345.347)	(86.913)

(*) Ver nota 5

(**) Principalmente incluye los reajustes por hiperinflación en Argentina (ver nota 2.9).

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	Saldo neto al 01.01.2023	Movimientos					Saldo neto al 31.12.2023
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Transferencias a grupos de activos clasificados como mantenidos para la venta (*)	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos) (**)	
Depreciaciones	(830.103)	(26.622)	-	340.516	515.480	(326.494)	(327.223)
Amortizaciones	(23.563)	(986)	-	-	(2.075)	-	(26.624)
Obligaciones por beneficios post-empleo	441.646	(11.949)	65.372	-	37.824	3.107	536.000
Revaluaciones de instrumentos financieros	59.595	(12.797)	84	(12.018)	8.411	(2.490)	40.785
Pérdidas Fiscales	228.197	36.827	-	(28.291)	20.889	835	258.457
Provisiones	144.285	(77.961)	-	(18.203)	(24.024)	3.444	27.541
Provisión Contingencias Civiles	57.620	5.274	-	(1.104)	2.457	40	64.287
Provisión Contingencias Trabajadores	46.818	3.665	-	(388)	1.378	(2)	51.471
Provisión Cuentas Incobrables	282.767	7.969	-	(2.414)	7.203	8.659	304.184
Provisión Cuentas de Recursos Humanos	15.322	1.593	-	(2.246)	49	25	14.743
Activos Financieros CINIIF 12	(339.262)	(69.630)	-	-	(24.047)	(7.430)	(440.369)
Otras Provisiones	81.020	(26.832)	-	(12.051)	(11.064)	2.152	33.225
Otros Impuestos Diferidos	(185.886)	19.861	1.236	74	(117.151)	76.439	(205.427)
Ajuste por inflación - Argentina	(223.746)	(27.911)	-	91	20.462	4.331	(226.773)
Otros Impuestos Diferidos	37.860	47.772	1.236	(17)	(137.613)	72.108	21.346
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	(165.829)	(73.627)	66.692	282.078	439.354	(245.159)	303.509

(*) ver nota 5

(**) Principalmente incluye los reajustes por hiperinflación en Argentina (ver nota 2.9).

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 septiembre de 2024, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de MUS\$ 17.858 (MUS\$ 81.698 al 31 de diciembre de 2023) (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 septiembre de 2024 asciende a MUS\$ 2.534.548 (MUS\$ 1.849.937 al 31 de diciembre de 2023). 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 septiembre de 2024, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a MUS\$ 6.676.779 (MUS\$ 5.780.471 al 31 de diciembre de 2023).

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	Periodo
Argentina	2015 - 2023
Brasil	2019 - 2023
Chile	2021 - 2023
Colombia	2016 - 2022
Costa Rica	2019 - 2023
Guatemala	2019 - 2023
Panamá	2019 - 2023
Perú	2018 - 2023

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas tributarias, los resultados de las inspecciones que en el futuro pudieran llevar a cabo las autoridades tributarias para los años sujetos a verificación podrían dar lugar a pasivos tributarios, cuyos montos no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva. No obstante, la Gerencia del Grupo estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre los resultados futuros del Grupo.

A continuación, se detallan los efectos por impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales atribuibles tanto a los propietarios de la controladora como a las participaciones no controladoras por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	2024			2023		
	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	1.357	-	1.357	(13.765)	-	(13.765)
Cobertura de Flujos de efectivo	72.785	(9.513)	63.272	(92.688)	17.635	(75.053)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	11	-	11	(2.211)	-	(2.211)
Diferencias de cambio por conversión	(1.734.514)	-	(1.734.514)	329.768	-	329.768
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	113.819	(34.711)	79.108	(257.620)	82.841	(174.779)
Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	(1.546.542)	(44.224)	(1.590.766)	(36.516)	100.476	63.960

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	2024	2023
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales	(45.982)	96.877
Impuestos Corrientes sobre movimientos de reservas por coberturas de flujos de efectivo (hedge de ingresos, derivados)	806	9.887
Impuestos diferidos sobre movimientos de inversiones medidas a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	55	30
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales de Operaciones Discontinuas	897	2.564
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	(44.224)	109.358

19. Otros pasivos financieros

El saldo de otros pasivos financieros al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corriente		No corriente	
	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Préstamos que devengan intereses	972.194	1.501.681	4.294.234	4.963.859
Instrumentos derivados de cobertura (*)	74.405	204.081	4.206	75.314
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	78	611	-	-
Total	1.046.677	1.706.373	4.298.440	5.039.173

(*) Ver Nota 22.2.a

(**) Ver Nota 22.2.b

a) Préstamos que devengan intereses.

El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos que devengan intereses al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corriente		No corriente	
	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Préstamos bancarios garantizados	146.531	158.336	931.680	816.141
Préstamos bancarios no garantizados	454.386	654.067	1.479.572	1.849.395
Obligaciones con el público no garantizadas	348.622	666.315	1.783.489	2.190.114
Obligaciones con el público garantizadas	22.655	22.038	99.493	108.209
Otros préstamos	-	925	-	-
Total	972.194	1.501.681	4.294.234	4.963.859

El desglose por monedas y vencimientos de los préstamos bancarios al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, 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 30.09.2024										
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente		
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años			
Chile	CLP	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Brasil	US\$	6,23%	5,59%	Con Garantía	11.779	83.822	95.601	37.881	44.789	44.795	44.795	274.503	446.763		
Brasil	BRL	7,64%	7,62%	Con Garantía	9.712	29.730	39.442	41.223	41.680	37.993	32.932	282.755	436.583		
Brasil	EUR	2,46%	2,28%	Con Garantía	5.744	5.744	11.488	7.170	7.170	7.170	7.170	19.654	48.334		
Brasil	US\$	4,01%	3,92%	Sin Garantía	51.653	171.420	223.073	124.628	591	-	-	-	125.219		
Brasil	BRL	8,20%	7,91%	Sin Garantía	2	6	8	8	8	8	8	3	35		
Colombia	COP	11,77%	11,31%	Sin Garantía	30.945	200.359	231.304	203.038	203.810	483.156	70.649	393.665	1.354.318		
Total					109.836	491.081	600.917	413.948	298.048	573.122	155.554	970.580	2.411.252		

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

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

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos bancarios al 30 de septiembre de 2024 asciende a MUS\$ 3.222.801 (MUS\$ 4.389.061 al 31 de diciembre de 2023). 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 30.09.2024									
											Vencimiento			Vencimiento				Total No Corriente		
											Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Trece Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años		Más de Cinco Años	
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 III	Canadá	US\$	1.42%	1.41%	Al Vencimiento	Si	86	36.882	36.968	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 IV	Canadá	US\$	1.42%	1.41%	Al Vencimiento	Si	30	22.129	22.159	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Contrato - Semiárido	Brasil	BRL	6.87%	6.66%	Mensual	Si	1.035	3.061	4.096	4.832	4.832	2.819	-	-	-	12.483
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Contrato - Outras regiões	Brasil	BRL	6.87%	6.66%	Mensual	Si	928	2.745	3.673	4.357	4.357	2.542	-	-	-	11.256
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Finep - Coelce	Brasil	BRL	8.20%	7.91%	Mensual	No	2	6	8	8	8	8	8	3	35	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Sumitomo 4131 - Coelce (I)	Japón	US\$	2.18%	2.15%	Al Vencimiento	No	50.471	-	50.471	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Citibank 4131 - Coelce (I)	E.E.U.U.	US\$	7.02%	6.80%	Al Vencimiento	No	62	54.973	55.035	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 - Coelce V (I)	Canadá	US\$	5.71%	5.56%	Al Vencimiento	No	47	-	47	44.522	591	-	-	-	-	45.113
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 - Coelce VI (I)	Canadá	US\$	5.72%	5.58%	Al Vencimiento	No	487	-	487	24.449	-	-	-	-	-	24.449
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.036.000-k	Línea Sobregiro (Banco Santander)	Chile	CLP	6.00%	6.00%	Al Vencimiento	No	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 II - Eletropaulo (I)	Canadá	US\$	2.36%	2.34%	Al Vencimiento	No	343	39.414	39.757	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 III - Eletropaulo (I)	Canadá	US\$	2.68%	2.64%	Al Vencimiento	No	137	-	137	55.657	-	-	-	-	-	55.657
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 IV - Eletropaulo (I)	Canadá	US\$	2.43%	2.40%	Al Vencimiento	No	106	77.033	77.139	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 Itau 26 Musd	Luxemburgo	US\$	3.84%	3.77%	Al Vencimiento	Si	79	1.999	2.078	1.999	1.999	1.999	1.999	1.999	14.617	22.613
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 Itau 104 Musd	Luxemburgo	US\$	3.68%	3.62%	Al Vencimiento	Si	302	7.996	8.298	7.996	7.985	7.990	7.990	7.990	57.516	89.477
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 14 Musd	Luxemburgo	US\$	4.58%	4.49%	Al Vencimiento	Si	277	-	277	1.076	1.076	1.076	1.076	1.076	9.530	13.834
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 56 Musd	Luxemburgo	US\$	4.45%	4.36%	Al Vencimiento	Si	1.076	-	1.076	4.306	4.306	4.306	4.306	4.306	37.681	54.905
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 18 Musd	Luxemburgo	US\$	0.00%	0.00%	Al Vencimiento	Si	368	-	368	-	1.384	1.384	1.384	1.384	14.695	18.847
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 72 Musd	Luxemburgo	US\$	0.00%	0.00%	Al Vencimiento	Si	1.447	-	1.447	-	5.536	5.536	5.536	5.536	58.325	74.933
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A.	Colombia	COP	12.05%	11.43%	Mensual	No	570	1.510	2.080	1.723	1.797	1.797	1.198	2.945	-	9.460
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A.	Colombia	COP	11.64%	11.18%	Al Vencimiento	No	644	52.946	53.590	-	-	71.873	-	-	-	71.873
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	10.86%	10.86%	Semestral	No	190	7.986	8.176	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	8.41%	8.18%	Al Vencimiento	No	1.559	-	1.559	-	51.509	35.936	-	-	-	87.445
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Scotiabank Colpatría S.A.	Colombia	COP	10.99%	10.56%	Al Vencimiento	No	1.303	-	1.303	95.831	-	-	-	-	-	95.831
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	11.25%	10.97%	Anual	No	2.007	29.948	31.955	29.948	11.979	11.979	11.979	-	-	65.885
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	12.19%	11.77%	Al Vencimiento	No	14.415	11.979	26.394	54.593	116.883	315.971	21.322	86.247	-	595.016
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	13.55%	12.77%	Semestral	No	102	1.996	2.098	3.993	3.993	3.993	3.993	5.989	-	21.961
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Mufg bank	Japón	COP	14.28%	13.57%	Al Vencimiento	No	8.565	-	8.565	-	-	-	14.508	272.150	-	280.658
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Mufg bank	Japón	COP	13.55%	12.77%	Semestral	No	408	7.986	8.394	15.972	15.972	15.972	15.972	23.958	-	87.846
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco de Occidente	Colombia	COP	12.17%	11.54%	Mensual	No	13	-	13	978	1.677	1.677	1.677	2.376	-	8.885
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	International Finance Corporation	E.E.U.U.	COP	11.51%	11.09%	Al Vencimiento	No	546	-	546	-	-	23.958	-	-	-	23.958
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco Davivienda S.A	Colombia	COP	11.03%	10.60%	Al Vencimiento	No	229	59.894	60.123	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Itaú Colombia S.A.	Colombia	COP	12.46%	11.80%	Al Vencimiento	No	394	26.114	26.608	-	-	-	-	-	-	-

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	Garantía	el 30.09.2024										
											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 Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	8.72%	8.71%	Mensual	Si	4.418	13.417	17.835	17.848	17.989	18.142	18.307	105.618	177.904		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Italia	US\$	9.80%	8.16%	Semestral	Si	-	1.156	1.156	1.156	1.156	1.156	1.156	2.890	7.614		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Italia	US\$	9.80%	8.16%	Semestral	Si	-	1.734	1.734	1.734	1.734	1.734	1.734	4.335	11.271		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Italia	US\$	9.80%	8.16%	Semestral	Si	-	1.156	1.156	1.156	1.156	1.156	1.156	2.890	7.614		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A - Milan Branch	Italia	US\$	9.80%	8.16%	Semestral	Si	-	1.031	1.031	1.033	1.033	1.033	1.033	2.601	6.733		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A - Milan Branch	Italia	US\$	9.80%	8.16%	Semestral	Si	-	1.547	1.547	1.549	1.549	1.549	1.549	3.903	10.099		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A - Milan Branch	Italia	US\$	9.80%	8.16%	Semestral	Si	-	1.026	1.026	1.028	1.028	1.028	1.028	2.591	6.703		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Société de Promotion et de Participation Pour la Coopération Economique S.A.	Francia	EUR	2.46%	2.28%	Semestral	Si	1.641	1.641	3.282	2.048	2.048	2.048	2.048	5.615	13.807		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Société de Promotion et de Participation Pour la Coopération Economique S.A.	Francia	EUR	2.46%	2.28%	Semestral	Si	2.462	2.462	4.924	3.073	3.073	3.073	3.073	8.423	20.715		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Société de Promotion et de Participation Pour la Coopération Economique S.A.	Francia	EUR	2.46%	2.28%	Semestral	Si	1.641	1.641	3.282	2.048	2.048	2.048	2.048	5.615	13.807		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.00%	6.99%	Mensual	Si	3.332	10.507	13.839	14.189	14.503	14.490	14.624	177.136	234.942		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	San 4131 EGP - 1	España	US\$	8.47%	8.16%	Semestral	Si	2.098	981	3.079	2.965	2.965	2.967	2.967	15.403	27.267		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	China 4131 EGP - 1	España	US\$	8.47%	8.16%	Semestral	Si	2.184	2.184	4.368	4.314	4.315	4.315	4.316	17.258	34.618		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	San 4131 EGP - 2	España	US\$	8.47%	8.16%	Semestral	Si	1.877	1.877	3.754	3.708	3.708	3.708	3.708	14.832	29.664		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	China 4131 EGP - 2	España	US\$	8.47%	8.16%	Semestral	Si	1.954	2.124	4.078	3.859	3.859	3.859	3.859	15.438	30.874		
Total													109.836	491.081	600.917	413.948	298.048	573.122	155.554	970.580	2.411.252

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	Garantía	Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento al 31.12.2023					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 Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 III	Canadá	US\$	1.44%	1.43%	Al Vencimiento	Si	216	-	216	36.777	-	-	-	-	36.777
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 IV	Canadá	US\$	1.44%	1.43%	Al Vencimiento	Si	107	-	107	22.066	-	-	-	-	22.066
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Contrato - Semáforo	Brasil	BRL	6.78%	6.77%	Mensual	Si	1.185	3.495	4.680	5.349	5.349	5.349	1.783	-	17.830
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Contrato - Otras regiones	Brasil	BRL	6.78%	6.77%	Mensual	Si	1.063	3.135	4.198	4.822	4.822	4.822	1.607	-	16.073
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Finop - Coelce	Brasil	BRL	7.90%	7.55%	Mensual	No	2	7	9	9	9	9	9	10	46
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131 I - Coelce (I)	Francia	US\$	2.21%	2.20%	Al Vencimiento	No	23.530	-	23.530	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Sumitomo 4131 - Coelce (I)	Japón	US\$	2.20%	2.19%	Al Vencimiento	No	224	49.832	50.056	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Citibank 4131 - Coelce (I)	E.E.U.U.	US\$	7.00%	6.53%	Al Vencimiento	No	1.097	-	1.097	54.815	-	-	-	-	54.815
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 - Coelce V (I)	Canadá	US\$	5.67%	5.66%	Al Vencimiento	No	652	-	652	-	45.086	-	-	-	45.086
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 - Coelce VI (I)	Canadá	US\$	5.67%	5.66%	Al Vencimiento	No	147	-	147	24.286	128	-	-	-	24.414
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Línea Sobregiro (Banco Santander)	Chile	CLP	6.00%	6.00%	Al Vencimiento	No	1	-	1	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Commitment Fee (BBVA NY)	E.E.U.U.	US\$	0.38%	0.38%	Trimestral	No	11	-	11	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Finop - 2º protocolo	Brasil	BRL	5.56%	5.55%	Mensual	Si	756	255	1.011	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131 II - Eletropaulo (I)	Francia	US\$	1.77%	1.76%	Al Vencimiento	No	44.098	-	44.098	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131 III - Eletropaulo (I)	Francia	US\$	2.04%	2.03%	Al Vencimiento	No	334	83.346	83.680	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 II - Eletropaulo (I)	Canadá	US\$	2.39%	2.38%	Al Vencimiento	No	111	-	111	39.302	-	-	-	-	39.302
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131 IV - Eletropaulo (I)	Francia	BRL	8.42%	8.41%	Al Vencimiento	No	28	59.174	59.202	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 III - Eletropaulo (I)	Canadá	US\$	2.70%	2.69%	Al Vencimiento	No	502	-	502	-	55.498	-	-	-	55.498
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	MUFG 4131 - Eletropaulo (I)	Japón	US\$	2.14%	2.13%	Al Vencimiento	No	246	38.544	38.790	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 IV - Eletropaulo (I)	Canadá	US\$	2.45%	2.44%	Al Vencimiento	No	560	-	560	76.813	-	-	-	-	76.813
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 Itau 26 Musd	Luxemburgo	US\$	3.85%	3.84%	Al Vencimiento	No	322	-	322	1.993	1.993	1.993	1.993	16.525	24.497
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 Itau 104 Musd	Luxemburgo	US\$	3.69%	3.68%	Al Vencimiento	No	1.237	-	1.237	7.973	7.960	7.967	7.967	65.054	96.921
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 14 Musd	Luxemburgo	US\$	4.80%	4.79%	Al Vencimiento	No	122	-	122	-	1.073	1.073	1.073	10.612	13.831
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 56 Musd	Luxemburgo	US\$	4.67%	4.66%	Al Vencimiento	No	475	-	475	-	4.293	4.293	4.293	41.975	54.854
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A.	Colombia	COP	14.43%	13.55%	Mensual	No	240	660	900	880	293	-	-	-	1.173
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A.	Colombia	COP	16.02%	14.95%	Al Vencimiento	No	105.482	-	105.482	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	14.12%	13.28%	Semestral	No	10.233	8.604	18.837	8.604	-	-	-	-	8.604
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	5.87%	5.72%	Al Vencimiento	No	520	-	520	-	55.498	-	-	-	55.498
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	14.14%	13.30%	Al Vencimiento	No	706	-	706	-	-	25.813	-	-	25.813
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco Itau CorpBanca Colombia S.A.	Colombia	COP	13.01%	12.29%	Mensual	No	99	-	99	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco Itau CorpBanca Colombia S.A.	Colombia	COP	13.01%	12.30%	Mensual	No	45	-	45	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Scotiabank Colpatría S.A.	Colombia	COP	13.82%	13.01%	Al Vencimiento	No	1.730	-	1.730	-	103.252	-	-	-	103.252
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	13.50%	12.73%	Anual	No	2.793	15.488	18.281	15.488	15.488	-	-	-	30.976
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	13.58%	12.80%	Al Vencimiento	No	763	-	763	-	67.114	-	-	-	67.114
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	15.38%	14.39%	Al Vencimiento	No	4.358	-	4.358	-	-	-	123.903	-	123.903
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	14.08%	13.25%	Anual	No	1.543	-	1.543	12.907	12.907	12.907	12.907	12.908	64.536
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	14.72%	13.81%	Anual	No	348	3.872	4.220	3.872	3.872	-	-	-	7.744
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	14.87%	13.95%	Al Vencimiento	No	2.671	-	2.671	-	-	106.092	-	-	106.092
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	13.94%	13.12%	Al Vencimiento	No	452	-	452	-	38.720	-	-	-	38.720
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	13.78%	12.98%	Al Vencimiento	No	168	-	168	-	51.626	-	-	-	51.626
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	14.68%	13.77%	Al Vencimiento	No	281	-	281	-	-	-	22.974	-	22.974
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	16.25%	15.15%	Al Vencimiento	No	1.252	-	1.252	-	-	-	-	92.927	92.927
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	16.43%	15.31%	Al Vencimiento	No	272	19.360	19.632	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	17.13%	15.92%	Al Vencimiento	No	377	-	377	-	77.439	-	-	-	77.439
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Mufg bank	Japón	COP	17.78%	16.48%	Al Vencimiento	No	599	72.132	72.731	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Mufg bank	Japón	COP	17.29%	16.06%	Semestral	No	6.401	-	6.401	29.411	58.822	58.822	29.411	-	176.466
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco de Occidente	Colombia	COP	15.55%	14.54%	Al Vencimiento	No	1.101	82.602	83.703	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	International Finance Corporation	E.E.U.U.	COP	16.39%	15.27%	Al Vencimiento	No	4.314	-	4.314	-	-	-	15.632	292.828	308.460

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	Garantía	al 31.12.2023							Total No Corriente	
											Vencimiento			Vencimiento					
											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 Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	8,99%	8,33%	Mensual	Si	4.902	17.288	22.190	19.797	19.946	20.107	20.281	131.902	212.033
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Italia	US\$	8,88%	8,87%	Semestral	Si	575	994	1.569	1.151	1.151	1.151	1.151	4.027	8.631
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Italia	US\$	8,88%	8,87%	Semestral	Si	863	1.491	2.354	1.726	1.726	1.726	1.726	6.041	12.945
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Italia	US\$	8,88%	8,87%	Semestral	Si	575	994	1.569	1.151	1.151	1.151	1.151	4.027	8.631
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A - Milan Branch	Italia	US\$	8,88%	8,87%	Semestral	Si	531	889	1.420	1.018	1.018	1.018	1.018	3.607	7.679
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A - Milan Branch	Italia	US\$	8,88%	8,87%	Semestral	Si	796	1.335	2.131	1.527	1.527	1.527	1.527	5.411	11.519
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A - Milan Branch	Italia	US\$	8,88%	8,87%	Semestral	Si	530	885	1.415	1.013	1.013	1.013	1.013	3.591	7.643
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Société de Promotion et de Participation Pour la Coopération Economique S.A.	Francia	EUR	2,29%	2,28%	Semestral	Si	-	3.268	3.268	2.638	2.028	2.028	2.028	6.493	15.215
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Société de Promotion et de Participation Pour la Coopération Economique S.A.	Francia	EUR	2,29%	2,28%	Semestral	Si	-	4.902	4.902	3.957	3.041	3.041	3.041	9.740	22.820
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Société de Promotion et de Participation Pour la Coopération Economique S.A.	Francia	EUR	2,29%	2,28%	Semestral	Si	-	3.378	3.378	2.638	2.028	2.028	2.028	6.493	15.215
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7,65%	7,64%	Mensual	Si	3.447	9.544	12.991	13.980	14.461	14.778	14.881	205.445	263.545
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	San 4131 EGP - 1	España	US\$	8,88%	8,87%	Semestral	Si	1.767	3.830	5.597	4.126	4.126	4.126	4.125	21.834	38.357
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	China 4131 EGP - 1	Italia	US\$	8,88%	8,87%	Semestral	Si	1.630	3.360	4.990	2.846	2.846	2.846	2.846	20.024	31.408
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	San 4131 EGP - 2	España	US\$	8,49%	7,76%	Semestral	Si	1.579	4.180	5.759	3.689	3.689	3.689	3.689	18.453	33.209
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	China 4131 EGP - 2	Inglaterra	US\$	8,49%	7,76%	Semestral	Si	1.644	3.565	5.209	3.840	3.840	3.840	3.840	19.206	34.566
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131	Canadá	US\$	1,97%	1,96%	Semestral	Si	389	68.992	69.381	-	-	-	-	-	-
Total											243.002	569.401	812.403	410.464	507.048	460.994	287.897	999.133	2.665.536

(1) Correspondiente a obligaciones que se encuentran asociadas a covenants (Ver nota 35.4. Restricciones financieras ítem 2. Covenants Financieros), las cuales totalizan MUS\$125.219 al 30 de septiembre de 2024 y MUS\$295.928 al 31 de diciembre de 2023.

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 septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, es el siguiente:

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	al 30.09.2024									
					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\$	5,99%	5,30%	Sin Garantía	10.352	-	10.352	-	595.944	-	-	-	-	595.944
Brasil	BRL	11,63%	11,05%	Sin Garantía	79.873	119.289	199.162	363.787	-	52.793	111.680	380.012	908.272	
Colombia	COP	10,75%	10,33%	Sin Garantía	4.230	134.878	139.108	46.321	59.894	47.899	47.915	77.244	279.273	
Total					94.455	254.167	348.622	410.108	655.838	100.692	159.595	457.256	1.783.489	

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	al 31.12.2023								
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
					Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	5,99%	5,30%	Sin Garantía	-	4.405	4.405	-	594.277	-	-	-	594.277
Brasil	BRL	12,14%	12,13%	Sin Garantía	130.954	344.627	475.581	109.465	410.992	59.186	59.050	510.930	1.149.623
Colombia	COP	12,51%	11,92%	Sin Garantía	22.052	164.277	186.329	195.224	-	64.533	51.606	134.851	446.214
Total					153.006	513.309	666.315	304.689	1.005.269	123.719	110.656	645.781	2.190.114

- Individualización de Obligaciones con el Público No 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 30.09.2024								
										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 Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 5ª Emissão - 2 série (CEAR25) (1)	Brasil	BRL	11.20%	10.67%	Anual	-	19.885	19.885	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 6ª Emissão - 2 série (CEAR26) (1)	Brasil	BRL	12.07%	11.45%	Anual	-	35.134	35.134	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 8ª Emissão (1)	Brasil	BRL	11.44%	10.88%	Al Vencimiento	2.817	-	2.817	-	-	-	-	123.035	123.035
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 9ª Emissão (1)	Brasil	BRL	13.09%	12.37%	Al Vencimiento	4.634	-	4.634	174.188	-	-	-	-	174.188
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 11ª Emissão (1)	Brasil	BRL	13.30%	12.56%	Al Vencimiento	52.879	-	52.879	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	COP	12.30%	11.77%	Al Vencimiento	655	-	655	46.321	-	-	-	-	46.321
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E7-18	Colombia	COP	6.74%	6.58%	Al Vencimiento	707	47.915	48.622	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-18	Colombia	COP	11.01%	10.58%	Al Vencimiento	824	-	824	-	-	-	-	38.332	38.332
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B10-19	Colombia	COP	10.97%	10.55%	Al Vencimiento	298	-	298	-	-	-	47.915	-	47.915
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B7-2020	Colombia	COP	9.79%	9.45%	Al Vencimiento	510	-	510	-	59.894	-	-	-	59.894
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	COP	11.06%	10.63%	Al Vencimiento	225	-	225	-	-	47.899	-	-	47.899
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	COP	12.52%	11.97%	Al Vencimiento	517	86.963	87.480	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	COP	11.61%	11.13%	Al Vencimiento	494	-	494	-	-	-	-	38.912	38.912
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	7.76%	6.60%	Al Vencimiento	19	-	19	-	858	-	-	-	858
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos Serie Única U.S. \$ 600 millones	E.E.U.U.	US\$	4.21%	4.00%	Al Vencimiento	10.333	-	10.333	-	595.086	-	-	-	595.086
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª Emissão - 1ª serie (1)	Brasil	BRL	12.25%	11.61%	Anual	2.560	64.270	66.830	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª Emissão - 2ª serie (1)	Brasil	BRL	8.93%	8.58%	Al Vencimiento	2.995	-	2.995	189.599	-	-	-	-	189.599
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 25ª Emissão (1)	Brasil	BRL	9.20%	8.84%	Anual	3.197	-	3.197	-	-	-	58.989	92.286	151.276
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 26ª Emissão (1)	Brasil	BRL	13.29%	12.54%	Anual	6.241	-	6.241	-	-	52.793	52.691	-	105.484
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 27ª Emissão (1)	Brasil	BRL	11.55%	10.98%	Anual	4.550	-	4.550	-	-	-	-	164.691	164.691
Total										94.455	254.167	348.622	410.108	655.838	100.692	159.595	457.256	1.783.489

(1) Correspondiente a obligaciones que se encuentran asociadas a covenants (Ver nota 35.4. Restricciones financieras ítem 2. Covenants Financieros), las cuales totalizan MUS\$908.272 al 30 de septiembre de 2024 y MUS\$1.149.623 al 31 de diciembre de 2023.

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 31.12.2023								
										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 Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 5ª Emissão - 2 série (CEAR25) (1)	Brasil	BRL	10.98%	10.97%	Anual	21.159	-	21.159	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 6ª Emissão - 2 série (CEAR26) (1)	Brasil	BRL	11.20%	11.19%	Anual	162	37.394	37.556	37.510	-	-	-	-	37.510
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 7ª Emissão - 1 série (COCE27) (1)	Brasil	BRL	9.42%	9.41%	Al Vencimiento	83.849	-	83.849	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 8ª Emissão (1)	Brasil	BRL	11.22%	11.21%	Al Vencimiento	938	-	938	-	-	-	-	144.241	144.241
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 9ª Emissão (1)	Brasil	BRL	14.89%	14.88%	Al Vencimiento	12.835	-	12.835	-	195.119	-	-	-	195.119
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 10ª Emissão (1)	Brasil	BRL	14.84%	14.83%	Al Vencimiento	1.600	102.447	104.047	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 11ª Emissão (1)	Brasil	BRL	14.68%	14.66%	Al Vencimiento	67	133.081	133.148	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	COP	15.44%	14.62%	Al Vencimiento	931	-	931	49.907	-	-	-	-	49.907
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E7-17	Colombia	COP	6.46%	6.31%	Al Vencimiento	213	51.626	51.839	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E7-18	Colombia	COP	6.74%	6.58%	Al Vencimiento	762	-	762	51.626	-	-	-	-	51.626
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-18	Colombia	COP	14.11%	13.42%	Al Vencimiento	1.242	-	1.242	-	-	-	-	41.301	41.301
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B10-19	Colombia	COP	14.07%	13.38%	Al Vencimiento	467	-	467	-	-	-	-	51.626	51.626
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E4-2020	Colombia	COP	4.70%	4.62%	Al Vencimiento	301	64.533	64.834	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B7-2020	Colombia	COP	12.85%	12.27%	Al Vencimiento	795	-	795	-	-	64.533	-	-	64.533
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B15-09	Colombia	COP	16.86%	15.89%	Al Vencimiento	14.642	-	14.642	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	COP	14.16%	13.46%	Al Vencimiento	357	-	357	-	-	-	51.606	-	51.606
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	COP	15.66%	14.81%	Al Vencimiento	788	-	788	93.691	-	-	-	-	93.691
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	COP	14.72%	13.97%	Al Vencimiento	732	-	732	-	-	-	-	41.924	41.924
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	COP	14.37%	13.66%	Al Vencimiento	821	48.118	48.939	-	-	-	-	-	-
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	7.76%	6.60%	Al Vencimiento	-	5	5	-	858	-	-	-	858
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos Serie Única U.S. \$ 600 millones	E.E.U.U.	US\$	4.21%	4.00%	Al Vencimiento	-	4.400	4.400	-	593.419	-	-	-	593.419
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª Emissão - 1ª serie (1)	Brasil	BRL	14.12%	14.11%	Anual	2.094	71.705	73.799	71.955	-	-	-	-	71.955
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª Emissão - 2ª serie (1)	Brasil	BRL	8.90%	8.89%	Al Vencimiento	1.001	-	1.001	-	215.873	-	-	-	215.873
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 25ª Emissão (1)	Brasil	BRL	9.16%	9.15%	Anual	1.491	-	1.491	-	-	-	-	174.125	174.125
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 26ª Emissão (1)	Brasil	BRL	15.07%	15.06%	Anual	3.644	-	3.644	-	-	59.186	59.050	-	118.236
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 27ª Emissão (1)	Brasil	BRL	11.24%	11.23%	Anual	2.115	-	2.115	-	-	-	-	192.564	192.564
Total										153.006	513.309	666.315	304.689	1.005.269	123.719	110.656	645.781	2.190.114

c) Obligaciones con el Público Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público Garantizadas al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, es el siguiente:

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	al 30.09.2024								
					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	10,61%	10,44%	Con Garantía	22.170	485	22.655	21.048	22.246	21.047	20.486	14.666	99.493
Total					22.170	485	22.655	21.048	22.246	21.047	20.486	14.666	99.493

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	al 31.12.2023								
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
					Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Brasil	BRL	10,87%	10,86%	Con Garantía	623	21.415	22.038	24.181	22.834	22.679	22.317	16.198	108.209
Total					623	21.415	22.038	24.181	22.834	22.679	22.317	16.198	108.209

- 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 30.09.2024								
										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 (1)	Brasil	BRL	8,70%	8,37%	Anual	13.706	-	13.706	13.032	13.664	13.032	13.032	9.506	62.266
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Debêntures 1ª Emissão (EGVG21) - 2ª Série (1)	Brasil	BRL	8,56%	8,24%	Anual	8.328	-	8.328	7.213	7.555	7.213	7.213	5.160	34.354
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	12,61%	12,60%	Semestral	62	209	271	406	458	466	241	-	1.571
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	12,55%	12,54%	Semestral	74	276	350	397	569	336	-	-	1.302
Total										22.170	485	22.655	21.048	22.246	21.047	20.486	14.666	99.493

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 31.12.2023								
										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 (1)	Brasil	BRL	8,58%	8,57%	Anual	284	13.778	14.062	14.686	14.068	14.068	14.068	10.413	67.303
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Debêntures 1ª Emissão (EGVG21) - 2ª Série (1)	Brasil	BRL	8,56%	8,55%	Anual	330	7.458	7.788	8.127	7.793	7.793	7.793	5.785	37.291
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	13,22%	13,21%	Semestral	4	64	68	626	454	378	456	-	1.914
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	13,10%	13,09%	Semestral	5	115	120	742	519	440	-	-	1.701
Total										623	21.415	22.038	24.181	22.834	22.679	22.317	16.198	108.209

(1) Correspondiente a obligaciones que se encuentran asociadas a covenants (Ver nota 35.4. Restricciones financieras ítem 2. Covenants Financieros), las cuales totalizan MUS\$96.620 al 30 de septiembre de 2024 y MUS\$104.594 al 31 de diciembre de 2023.

- 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 septiembre de 2024 asciende a MUS\$ 2.245.352 (MUS\$ 3.264.705 al 31 de diciembre de 2023). 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 30.09.2024								
									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	Extranjera	Banco Safra (Factoring por Pagar)	Brasil	BRL	0,00%	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total									-	-	-	-	-	-	-	-	

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 31.12.2023								
									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	Extranjera	Banco Safra (Factoring por Pagar)	Brasil	BRL	0,98%	Al Vencimiento	925	-	925	-	-	-	-	-	
Total									925	-	925	-	-	-	-	-	

d) Deuda de cobertura.

Al 31 de diciembre de 2023 del total de la deuda denominada en dólares estadounidenses ("US\$") del Grupo MUS\$ 178.313 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que se encuentran indexados al dólar. Dicha deuda proviene de Enel Generación Perú S.A., Enel Generación Piura S.A. y Chinango, Compañías que se encontraban clasificadas como mantenidas para la venta y además cumplían los requisitos para ser consideradas como operaciones discontinuadas. Al 30 de septiembre de 2024 dichas compañías se vendieron. (ver Nota 5.1).

El movimiento al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, 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\$

	2024	2023
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	(1.061)	(1.977)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(536)	(1.146)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	1.591	2.168
Diferencias de conversión	6	(106)
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	-	(1.061)

e) Otros aspectos.

Al 30 de septiembre de 2024, el Grupo Enel Américas tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional por MUS\$ 1.163.915 (MUS\$ 0 al 31 de diciembre de 2023).

f) Flujos futuros de deuda no descontados

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

- Resumen de préstamos bancarios por monedas y vencimientos

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 30.09.2024								Total No Corriente
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					
			Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	6,00%	1	-	1	-	-	-	-	-	-
Colombia	COP	11,31%	50.212	341.466	391.678	365.916	337.224	576.672	130.382	471.807	1.882.001
Brasil	US\$	4,76%	57.494	272.591	330.085	167.130	36.014	34.059	32.051	97.116	366.370
Brasil	BRL	7,77%	22.615	76.796	99.411	102.992	106.287	98.402	89.413	641.542	1.038.636
Brasil	EUR	2,28%	6.090	6.643	12.733	8.200	8.035	7.871	7.703	20.272	52.081
Total			136.412	697.496	833.908	644.238	487.560	717.004	259.549	1.230.737	3.339.088

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

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

- 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 30.09.2024								
			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%	6.147	18.243	24.390	24.390	602.535	-	-	-	626.925
Colombia	COP	10,33%	10.507	164.310	174.817	70.115	82.533	61.901	58.147	82.092	354.788
Brasil	BRL	10,74%	121.977	185.090	307.067	471.143	88.458	132.207	179.680	467.329	1.338.817
Total			138.631	367.643	506.274	565.648	773.526	194.108	237.827	549.421	2.320.530

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

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

- Resumen de otras obligaciones por monedas y vencimiento

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 30.09.2024								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Brasil	BRL	0,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total			-	-	-	-	-	-	-	-	-

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

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

20. Pasivos por arrendamientos

El saldo de pasivos por arrendamientos al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corriente			No corriente		
	al 30.09.2024	al 31.12.2023		al 30.09.2024	al 31.12.2023	
Pasivos por arrendamientos	32.794	26.143		169.928	169.862	
Total	32.794	26.143		169.928	169.862	

20.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$										30.09.2024								
RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tipo de Amortización	Vencimiento	Total Corriente	Vencimiento			Total No Corriente				
										Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Doce a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	7.09%	Mensual	546	1.190	1.736	1.636	1.690	1.746	1.805	12.236	10.113	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Cartas Financieras Govenality Mendoza	Colombia	COP	11.49%	Anual	161	9	167	167	9	167	9	1.859	1.678	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Luz Charry y Herederos S.A.S	Colombia	COP	11.63%	Anual	42	13	56	19	22	25	27	2.590	2.683	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	FIM S.A.S	Colombia	COP	11.63%	Anual	46	8	54	13	14	16	16	1.423	1.477	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Doris Barbara & Cia S	Colombia	COP	11.63%	Anual	4	6	10	10	11	12	11.94	1.289		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Rafaela Mercedes Charry	Colombia	COP	13.79%	Anual	20	6	26	9	10	11	13	1.361	1.424	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agro Inversiones Campos Verdes	Colombia	COP	11.76%	Anual	33	3	36	5	6	6	6	640	662	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	ISA Intercolombia S.A. E.S.P	Colombia	COP	7.61%	Mensual	16	20	36	31	33	36	36	653	782	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Mera Cecilia Botero de Botero	Colombia	COP	11.76%	Anual	47	6	53	6	11	12	12	1.292	1.409	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Michelano	Colombia	COP	11.98%	Mensual	115	181	296	290	280	349	3.989	4.590		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	TerraPuerto SAS	Colombia	COP	11.59%	Mensual	80	106	186	196	219	245	274	2.629	3.683	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Compañía General	Colombia	COP	11.68%	Mensual	82	80	162	149	167	186	208	2.071	2.781	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Triguero/Botero Ltda	Colombia	COP	10.63%	Anual	119	10	129	14	16	18	20	1.554	1.622	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Inversiones Macohtal S.A.S	Colombia	COP	11.74%	Anual	23	7	30	10	12	13	14	1.400	1.440	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Busypress S.A.	Colombia	COP	8.45%	Mensual	61	178	239	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	ALD Automotive	Colombia	COP	10.78%	Mensual	47	187	234	238	76	-	-	-	234	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Transportes Especiales Alator S.A.S	Colombia	COP	10.84%	Mensual	427	1.156	1.583	1.764	1.937	-	-	-	3.051	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	11.49%	Anual	74	30	107	17	20	21	23	1.974	2.066	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	11.72%	Mensual	287	800	1.087	873	501	156	80	149	1.769	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	11.70%	Semestral	5	2	7	2	3	3	3	184		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	15.02%	Trimestral	3	2	5	1	1	1	1	111		
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	BR Proprietes S/A	Brasil	BRL	15.02%	Mensual	403	1.305	1.708	1.763	2.008	2.084	2.575	4.840	13.270	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Vamos Locação de Caminhões	Brasil	BRL	10.50%	Mensual	1.222	5.750	6.972	7.246	1.490	-	-	-	8.738	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	11.72%	Mensual	176	759	935	1.005	1.000	613	-	-	2.618	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	10.53%	Brasil	BRL	10.53%	Mensual	445	-	445	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DHL Logistics Ltda	Brasil	BRL	11.84%	Mensual	159	156	315	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Micher Esport Saad Junior	Brasil	BRL	13.83%	Mensual	37	154	191	206	232	193	-	-	631	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	13.72%	Mensual	81	382	463	168	42	8	-	-	281	
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	15.42%	Mensual	11	37	48	45	58	60	76	18	287	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	União De Vies De São Francisco	Brasil	BRL	6	13.20%	Mensual	6	3	9	4	4	2	2	1.438	1.457
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	16.12%	Mensual	51	79	130	90	112	122	137	2.439	2.602	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Fundacao Coelco de Seguridade Social - Faotice	Brasil	BRL	17.92%	Mensual	137	478	615	637	715	732	891	1.453	4.428	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	10.71%	Mensual	283	273	556	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Vamos Locação de Caminhões Máquinas	Brasil	BRL	12.64%	Mensual	362	1.542	1.904	1.921	2.166	1.619	-	-	6.706	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	13.09%	Mensual	94	353	447	396	264	233	272	238	1.403	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	Fundacao Ampla de Seguridade Social	Brasil	BRL	6.64%	Mensual	211	1.017	1.228	868	-	-	-	-	2.096	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	Vamos Locação de Caminhões Máquinas	Brasil	BRL	12.61%	Mensual	920	4.078	4.998	5.166	4.362	1.772	-	-	11.900	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	Lucilla de Oliveira Coelho	Brasil	BRL	14.15%	Mensual	137	488	625	766	804	1.003	-	-	3.881	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	10.99%	Mensual	205	194	399	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	13.90%	Mensual	110	382	492	479	368	290	233	629	1.909	
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	15.02%	Mensual	2	7	9	8	12	16	16	16	54	
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Inversiones Hayat	Panamá	USD	4.95%	Mensual	1	261	262	132	35	-	-	-	299	
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Panama Car Rental	Panamá	USD	5.92%	Mensual	84	199	283	71	66	8	-	-	444	
Extranjero	Enel Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Birra S.A.	Guatemala	USD	7.20%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-	-	981	
Extranjero	Enel Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	USD	7.20%	Mensual	12	-	12	-	-	-	-	-	518	
Extranjero	Enel Solar SRL	Panamá	Extranjero	Valentin Lezcano	Panamá	USD	8.87%	Anual	18	116	134	18	16	36	36	793	851	
Extranjero	Enel Solar SRL	Panamá	Extranjero	Caerzaza Ramos	Panamá	USD	8.87%	Anual	28	221	249	22	22	111	111	947	1.024	
Extranjero	Enel Solar SRL	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	USD	8.87%	Anual	34	151	186	17	17	95	70	703	849	
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda	Guatemala	Extranjero	Instituto Nacional de Electrificación (INDE)	Guatemala	USD	7.20%	Anual	27	-	27	-	-	-	-	-	1.284	
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda	Guatemala	Extranjero	Agrícola Mamias S.A.	Guatemala	USD	7.20%	Anual	37	-	37	-	-	-	-	-	1.789	
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	USD	9.68%	Mensual	22	-	22	-	-	-	-	-	644	
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Agroindustria Califorma S.A. (Pedro Rojas)	Guatemala	USD	9.68%	Mensual	30	-	30	-	-	-	-	-	901	
Extranjero	Extranjero Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Agropecuaria San Antonio Quenent	Guatemala	USD	9.68%	Anual	29	-	29	-	-	-	-	-	857	
Extranjero	Enel Costa Rica CAM S.A.	Costa Rica	Extranjero	Acreedores Varios	Costa Rica	USD	6.92%	Mensual	12	39	51	64	50	64	70	297	624	
Extranjero	Generadora Solar Austral	Panamá	Extranjero	Generadora Paldiva	Panamá	USD	6.75%	Anual	25	125	150	71	69	69	494	772	921	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	TS-19 Participacoes Ltda	Brasil	BRL	14.04%	Mensual	93	46	139	53	56	70	6	281	271	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maria José Campos de Lima	Brasil	BRL	11.29%	Mensual	1	3	4	5	5	7	7	42	84	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maria José Campos de Lima	Brasil	BRL	19.40%	Anual	82	35	117	10	11	26	15	928	1.067	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Estreito Projetos e Servicos	Brasil	BRL	17.38%	Mensual	18	14	32	20	23	25	33	996	1.067	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Marta de Moraes Santos	Brasil	BRL	17.38%	Mensual	28	20	48	27	33	36	46	1.563	1.706	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Tetra Fundo de Investimento Imobiliario	Brasil	BRL	11.87%	Mensual	6	6	12	6	7	9	9	649	677	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Associação Comunitaria e Agropastoril dos Pequenos Produtores de Rurais de Bicas II	Brasil	BRL	14.34%	Mensual	15	-	15	3	3	3	4	967	970	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Associação dos Pequenos Produtores Rurais de Quilés Dantas	Brasil	BRL	11.87%	Mensual	15	-	15	3	3	3	3	843	866	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Campo Alegre Empreendimentos Rurais Ltda	Brasil	BRL	11.36%	Mensual	22	6	28	7	8	10	10	1.702	1.730	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maria Petterman Rataczky	Brasil	BRL	12.54%	Anual	42	148	190	147	175	108	-	-	430	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Antonio Azevedo de Souza San	Brasil	BRL	15.57%	Mensual	7	-	7	-	-	-	-	-	467	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Casa dos Ventos Energias Renovaveis S/A	Brasil	BRL	15.05%	Mensual	12	2	14	3	3	3	6	626	641	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Calcario Impag Mineracao Ltda	Brasil	BRL	14.09%	Mensual	4	2	6	3	3	5	5	676	693	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Esport de Cinto Servico de Souza	Brasil	BRL	11.66%	Mensual	17	9	26	11	11	13	14	1.451	1.467	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Mapasa E Low Gestao de Recebivo	Brasil	BRL	12.51%	Mensual	20	7	27	9	1					

20.1 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			al 31.12.2023				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	7.22%	Mensual	1	1.857	1.858	1.720	1.777	1.836	1.897	14.643	21.873			
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Carlos Enrique Goveanetty Mendoza	Colombia	COP	11.49%	Anual	6	6	110	10	47	30	2.043	1.790	2.370			
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Luz Osorio y Herrerías S.A.S	Colombia	COP	12.92%	Anual	161	8	169	13	14	18	1.722	800	1.821			
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	FBM S.A.S	Colombia	COP	11.13%	Anual	88	8	96	12	13	14	1.466	1.466	1.820			
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Doña Barbara & Cia S	Colombia	COP	11.13%	Anual	65	5	70	9	10	11	1.084	1.120	1.320			
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Alfaro y Marinich Chiriva	Colombia	COP	13.79%	Anual	79	8	87	9	9	10	1.122	1.790	1.790			
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agro Inversiones Campos Verdes	Colombia	COP	13.47%	Anual	78	2	80	3	5	6	841	800	800			
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	ISA Intercolombia S.A. E.S.P	Colombia	COP	7.61%	Mensual	11	16	27	29	31	36	39	728	683	683		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Maria Cecilia Botero de Botero	Colombia	COP	13.47%	Anual	189	45	104	9	11	12	13	2.021	2.008	2.008		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	CI Allianz S.A	Colombia	COP	10.80%	Mensual	99	151	250	267	294	328	369	3.720	6.020	6.020		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Terrasuño SAS	Colombia	COP	14.01%	Mensual	51	31	82	88	104	142	167	2.063	2.064	2.064		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Compañía General	Colombia	COP	12.56%	Mensual	47	45	92	98	111	144	164	1.802	2.219	2.219		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Fígaro y Rodas Ltda	Colombia	COP	13.12%	Anual	186	4	172	7	8	9	10	1.229	1.289	1.289		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Inversiones Macorick S.A.S	Colombia	COP	11.49%	Anual	70	6	76	10	12	15	14	1.361	1.670	1.670		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Transportes Especiales Alizados S.A.S	Colombia	COP	4.06%	Mensual	91	277	368	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Busapress S.A.	Colombia	COP	8.23%	Mensual	186	539	725	63	-	-	-	-	-	83	83	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	ALD Automotriz	Colombia	COP	11.73%	Mensual	183	546	729	464	61	11	-	-	-	566	566	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreeedores Varios	Colombia	COP	11.62%	Anual	104	9	113	14	15	18	19	1.881	1.940	1.940		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreeedores Varios	Colombia	COP	12.24%	Mensual	108	198	304	209	214	179	188	638	1.428	1.428		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreeedores Varios	Colombia	COP	15.03%	Trimestral	3	-	3	1	1	1	1	121	126	126		
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	BR Ciberdicas S/A	Brasil	BRL	15.00%	Mensual	382	918	1.300	1.175	1.517	1.808	2.158	6.745	13.401	13.401		
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	SL Locacoes Ltda	Brasil	BRL	10.50%	Mensual	1.337	0.961	7.500	6.726	8.266	552	-	16.054	16.054	16.054		
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Vamos Locacao de Caminhões	Brasil	BRL	12.18%	Mensual	28	123	101	150	33	-	-	-	307	307	307	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	10.98%	Mensual	20	79	90	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DHL Logistica Ltda	Brasil	BRL	11.84%	Mensual	168	626	692	87	-	-	-	-	-	87	87	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Michel Esper Saad Junior	Brasil	BRL	13.83%	Mensual	39	153	192	189	227	255	163	-	832	832	832	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Acreeedores Varios	Brasil	BRL	15.06%	Mensual	156	1.441	664	447	112	12	30	-	1.940	1.940	1.940	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Acreeedores Varios	Brasil	BRL	15.42%	Mensual	31	38	40	46	57	67	77	82	520	520	520	
Extranjero	Enel X Brasil	Brasil	Extranjero	Vinculo Do Vale Do SAO Francisco	Brasil	BRL	4.47%	Mensual	8	28	30	30	34	34	34	897	1.027	1.027		
Extranjero	Enel X Brasil	Brasil	Extranjero	Acreeedores Varios	Brasil	BRL	15.18%	Mensual	99	290	149	94	126	141	161	2.353	2.876	2.876		
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Fundacao Coes de Seguridade Social - Faniec	Brasil	BRL	11.92%	Mensual	97	280	377	264	444	518	600	1.588	6.410	6.410		
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	11.95%	Mensual	19	77	90	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Maria Locacao de Caminhões. Máquinas	Brasil	BRL	13.38%	Mensual	60	253	313	302	387	177	-	-	-	870	870	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Acreeedores Varios	Brasil	BRL	13.23%	Mensual	192	516	708	394	400	278	279	499	1.950	1.950	1.950	
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Acreeedores Varios	Brasil	BRL	13.91%	Mensual	9	26	30	23	26	31	58	183	183	183		
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	Fundacao Ampia de Seguridade Social	Brasil	BRL	8.64%	Anual	1.204	-	1.204	696	1.118	-	-	-	1.814	1.814	1.814	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	Vamos Locacao de Caminhões. Máquinas	Brasil	BRL	15.00%	Mensual	186	778	663	865	1.192	-	-	-	2.603	2.603	2.603	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	Lucilla de Oliveira Coelho	Brasil	BRL	14.15%	Mensual	149	448	1.204	613	765	880	1.012	1.016	4.298	4.298	4.298	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	11.95%	Mensual	23	91	114	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	Acreeedores Varios	Brasil	BRL	13.45%	Mensual	127	465	592	544	625	408	309	874	2.790	2.790	2.790	
Extranjero	EDESUR	Argentina	Extranjero	Acreeedores Varios	Argentina	ARS	0.62%	Mensual	-	3	3	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Acreeedores Varios	Brasil	BRL	15.02%	Mensual	2	7	9	12	14	16	30	81	81	81	81	
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Inversiones Hwyt	Panamá	USD	4.80%	Mensual	131	303	434	445	77	-	-	-	307	307	307	
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Panama Car Rental	Panamá	USD	15.00%	Mensual	94	256	350	81	-	-	-	-	190	190	190	
Extranjero	Enel Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Bira S.A.	Guatemala	USD	7.20%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-	1.078	1.078	1.078	1.078	
Extranjero	Enel Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Acreeedores Varios	Guatemala	USD	7.20%	Mensual	12	-	12	-	-	-	-	581	581	581	581	
Extranjero	Enel Renovable SRL	Panamá	Extranjero	Acreeedores Varios	Panamá	USD	6.80%	Anual	63	234	307	58	58	58	855	1.057	1.057	1.057	1.057	
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda	Guatemala	Extranjero	Acreeedores Varios	Guatemala	USD	7.20%	Anual	11	-	11	-	-	-	-	601	601	601	601	
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda	Guatemala	Extranjero	Agriculta Mamusa S.A.	Guatemala	USD	7.20%	Mensual	48	-	48	-	-	-	-	2.495	2.495	2.495	2.495	
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Acreeedores Varios	Guatemala	USD	9.68%	Mensual	22	-	22	-	-	-	-	846	846	846	846	
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Agropecuaria California S.A. (Pedro Rojas)	Guatemala	USD	9.68%	Mensual	30	-	30	-	-	-	-	902	902	902	902	
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Agropecuaria San Antonio Quemé	Guatemala	USD	9.68%	Anual	29	-	29	-	-	-	-	857	857	857	857	
Extranjero	Progreso Solar S.A.	Panamá	Extranjero	Valentin Lezcano	Panamá	USD	6.53%	Mensual	16	83	99	67	67	67	480	748	748	748	748	
Extranjero	Enel Costa Rica CAEM S.A.	Costa Rica	Extranjero	Acreeedores Varios	Costa Rica	USD	8.50%	Mensual	11	38	49	51	58	60	110	542	542	542	542	
Extranjero	Generadora Solar Austral	Panamá	Extranjero	Generadora Pativo	Panamá	USD	7.75%	Anual	14	154	168	89	89	89	506	506	506	506	506	
Extranjero	Aguijo Solar LDMW S.A.	Panamá	Extranjero	Acreeedores Varios	Panamá	USD	6.75%	Anual	5	24	29	32	32	32	241	380	380	380	380	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	TS-19 Participacoes Ltda	Brasil	BRL	14.04%	Mensual	10	34	44	43	53	61	70	67	204	204	204	204
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maria José Campos de Lima	Brasil	BRL	11.29%	Anual	4	4	8	9	4	7	53	53	53	53	53	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maria José Campos de Lima	Brasil	BRL	18.40%	Anual	182	-	182	24	13	15	15	1.100	1.182	1.182	1.182	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Estrelas Projetos e Servicos	Brasil	BRL	17.38%	Mensual	24	14	38	23	23	22	1.145	1.145	1.145	1.145	1.145	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Marta de Moraes Santos	Brasil	BRL	17.38%	Mensual	35	19	64	25	38	45	45	1.791	1.881	1.881	1.881	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Terra Fundo de Investimento Imobiliario	Brasil	BRL	11.87%	Mensual	15	4	19	4	7	9	74	74	74	74	74	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Associação Comunitaria e Agropastoril dos Pequenos Produtores de Rurais de Bicas I	Brasil	BRL	14.34%	Mensual	22	-	22	-	3	3	4	1.076	1.080	1.080	1.080	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Associação dos Pequenos Produtores Rurais de Quabó Dantas	Brasil	BRL	11.87%	Mensual	18	-	18	1	3	3	948	908	908	908	908	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Campo Alegre Empreendimentos Rurais Ltda	Brasil	BRL	11.36%	Mensual	29	8	35	8	8	8	9	1.915	1.947	1.947	1.947	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maria Pettermin Ratajczak	Brasil	BRL	13.54%	Anual	23	147	170	3	171	199	124	-	497	497	497	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Antonio Azevedo de Souza San	Brasil	BRL	15.57%	Mensual	14	-	14	-	-	-	-	544	544	544	544	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Casa dos Ventos Energias Renovaveis S/A	Brasil	BRL	15.05%	Mensual	3	2	26	2	4	6	932	947	947	947	947	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Calcario Inap Agro Mineracao Ltda	Brasil	BRL	14.09%	Mensual	23	2	25	3	4	5	1.101	1.118	1.118	1.118	1.118	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Esposito de Cruz Bernardino de Souza	Brasil	BRL	11.68%	Mensual	23	9	32	9	15	15	1.209	1.280	1.280	1.280	1.280	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Nagahara E Eloy Gestao de Receitas	Brasil	BRL	12.51%	Mensual	25	7	32	8	11	13	18	428	476	476	476	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Joao Carlos Ratajczak	Brasil	BRL	13.03%	Anual	25	69	94	67	101	67	771	771	771	771	771	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	MM Naveiro Mariano Patrimonial Ltda	Brasil	BRL	17.28%	Mensual	22	22	44	28	36	44	50	2.074	2.232	2.232	2.232	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Estrelas Energias Renovaveis	Brasil	BRL	12.14%	Mensual	23	23	46	25	35	45	45	1.682	1.682	1.682	1.682	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Agropastoril Dos Produtores Rurais da Iti	Brasil	BRL	16.75%	Mensual	19	43	62	31	70	83	98	342	624	624	624	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Fundacao Coes de Seguridade Social - F	Brasil	BRL	9.00%	Mensual	2											

20.2 Flujos futuros de deuda no descontados

A continuación, se muestran los flujos de deuda no descontados:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 30.09.2024									
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente	
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Colombia	COP	10,94%	3.275	8.862	12.137	13.749	11.735	9.329	8.618	55.508	98.939	
Brasil	BRL	12,89%	11.177	28.021	39.198	35.622	25.441	19.094	14.104	250.022	344.283	
Panamá	US\$	7,89%	1.364	220	1.584	533	514	495	477	5.878	7.897	
Guatemala	US\$	8,26%	171	508	679	2.961	999	959	919	4.887	10.725	
Costa Rica	US\$	8,50%	23	69	92	96	95	95	95	293	674	
Total			16.010	37.680	53.690	52.961	38.784	29.972	24.213	316.588	462.518	

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2023									
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente	
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Argentina	ARS	0,62%	3	-	3	-	-	-	-	-	-	
Colombia	COP	10,86%	3.080	7.706	10.786	11.483	10.529	9.699	9.002	60.799	101.512	
Brasil	BRL	12,83%	8.955	23.738	32.693	28.698	31.192	15.208	13.813	348.925	437.836	
Panamá	US\$	7,72%	85	1.699	1.784	435	424	408	395	6.887	8.549	
Guatemala	US\$	8,26%	176	513	689	2.618	1.043	1.003	964	6.108	11.736	
Costa Rica	US\$	8,50%	23	69	92	96	96	95	95	365	747	
Total			12.322	33.725	46.047	43.330	43.284	26.413	24.269	423.084	560.380	

21. Política de gestión de riesgos

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

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

La Compañía busca protección para todos los riesgos que pueden afectar el logro de los objetivos del negocio. Se cuenta con una taxonomía de riesgos para todo el Grupo Enel, que considera 6 macrocategorías de riesgos: financieros; estratégicos; gobernanza y cultura; tecnología digital; *compliance*; y operacional; y 37 subcategorías 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 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, actuando como la primera línea, Controles Internos y Control de Riesgos, actuando como segunda línea y Auditoría Interna como tercera línea). Cada línea 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 y el Directorio de Enel Américas, a su vez, por la segunda y tercera línea.

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.

21.1 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 30.09.2024	al 31.12.2023
	%	%
Tasa de interés fija	18%	20%

Esta razón 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 discontinuada el 30 de junio de 2023, y fue sustituida por la tasa de referencia SOFR. En junio 2023, el Grupo Enel Américas finalizó exitosamente la transición de Libor-SOFR del 100% de sus contratos financieros, en línea con los estándares de mercado.

21.2 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 tercer trimestre de 2024, 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.

21.3 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 compraventa 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 tercer trimestre de 2024.

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 septiembre de 2024, no existen operaciones de compra o venta de futuros de energía con la finalidad de cobertura del portafolio de contratación.

21.4 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 19 y 22.

Al 30 de septiembre de 2024, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 3.053.468 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 1.163.915 en líneas de crédito de largo plazo disponible de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2023, el Grupo Enel Américas tenía una liquidez de MUS\$ 1.500.184 en efectivo y otros medios equivalentes.

21.5 Riesgo de crédito

El Grupo Enel Américas realiza la administración del riesgo crediticio aplicando las políticas del grupo, que buscan mitigar impactos, a partir de la evaluación del perfil de riesgo de las contrapartes, análisis de la probabilidad de pagos y cumplimientos, estudio de capacidad crediticia, definición de límites de crédito, definición de límites de exposición, condiciones de pago y monitoreo de las operaciones mientras permanecen vigentes.

Cuentas por cobrar comerciales:

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad, en lo referente a carteras o cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo históricamente está acotado por las acciones y gestión oportuna de cobranzas preventiva y persuasiva para garantizar el recaudo, así mismo, los plazos de cobro a los clientes es corto, haciendo que no acumulen individualmente montos muy significativos antes de aplicar la suspensión del suministro por morosidad, de acuerdo con las condiciones contractuales y regulación vigente en cada país. Para este fin se realiza seguimiento y monitoreo permanente a los clientes determinando su *score* o puntaje, con base a su perfil de pago.

En el caso de nuestras empresas de distribución de electricidad, el corte de suministro, en todos los casos, es una potestad de nuestras compañías ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo con la regulación vigente en cada país, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto

también es limitado. A la fecha, se están realizando las actividades de corte de suministro con normalidad en todos los países que opera Enel Américas, excepto en los casos donde el corte está restringido debido a temas legales, características y atributos de algunos clientes o de sus regiones.

Activos de carácter financiero:

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

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

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

21.6 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, excluyendo aquella designada como instrumento de cobertura.
- 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.
- Tasa de interés de los gastos financieros.

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\$ 411.615.

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.

22. Instrumentos financieros

22.1 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 septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.09.2024			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	3.010.436	-	-
Instrumentos derivados	4.598	-	-	29.043
Otros activos de carácter financiero	387.735	18.281	-	-
Total Corriente	392.333	3.028.717	-	29.043
Instrumentos de patrimonio	-	-	10.878	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	340.756	-	-
Instrumentos derivados	104.269	-	-	81.049
Otros activos de carácter financiero	4.423.936	352.433	-	-
Total No Corriente	4.528.205	693.189	10.878	81.049
Total	4.920.538	3.721.906	10.878	110.092

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2023			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	3.050.382	-	-
Instrumentos derivados	28	-	-	1.772
Otros activos de carácter financiero	135.731	17.148	-	-
Total Corriente	135.759	3.067.530	-	1.772
Instrumentos de patrimonio	-	-	5.857	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	424.903	-	-
Instrumentos derivados	104.210	-	-	81.282
Otros activos de carácter financiero	4.507.509	386.369	-	-
Total No Corriente	4.611.719	811.272	5.857	81.282
Total	4.747.478	3.878.802	5.857	83.054

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.09.2024		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	972.194	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	4.884.229	-
Instrumentos derivados	45.994	-	28.411
Otros pasivos de carácter financiero	78	32.794	-
Total Corriente	46.072	5.889.217	28.411
Préstamos que devengan interés	-	4.294.234	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	1.272.663	-
Instrumentos derivados	-	-	4.206
Otros pasivos de carácter financiero	-	169.928	-
Total No Corriente	-	5.736.825	4.206
Total	46.072	11.626.042	32.617

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2023		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	1.501.681	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	5.519.799	-
Instrumentos derivados	46.013	-	158.068
Otros pasivos de carácter financiero	611	26.143	-
Total Corriente	46.624	7.047.623	158.068
Préstamos que devengan interés	-	4.963.859	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	1.961.604	-
Instrumentos derivados	28.063	-	47.251
Otros pasivos de carácter financiero	-	169.862	-
Total No Corriente	28.063	7.095.325	47.251
Total	74.687	14.142.948	205.319

22.2 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 septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, 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 30.09.2024				al 31.12.2023			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Cobertura de tipo de interés:	673	87.942	11.747	-	1.039	116.274	7.279	-
Cobertura flujos de caja	673	3.582	43	-	1.011	7.759	-	-
Cobertura de valor razonable	-	84.360	11.704	-	28	108.515	7.279	-
Cobertura de tipo de cambio:	32.968	97.376	62.658	4.206	761	69.218	196.802	75.314
Cobertura de flujos de caja	24.992	65.167	49.019	3.122	761	56.056	173.884	40.248
Cobertura de valor razonable	7.976	32.209	13.639	1.084	-	13.162	22.918	35.066
Total	33.641	185.318	74.405	4.206	1.800	185.492	204.081	75.314

A su vez, de forma complementaria se presenta el detalle de los instrumentos y subyacentes asociados:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.09.2024				al 31.12.2023			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Instrumentos de cobertura de deuda	14.332	185.318	71.589	4.206	1.208	185.492	182.323	74.990
Instrumentos de cobertura de inversión	4.895	-	973	-	592	-	11.296	-
Instrumentos de cobertura de ingresos operacionales	601	-	1.843	-	-	-	10.462	324
Otros	13.813	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	33.641	185.318	74.405	4.206	1.800	185.492	204.081	75.314

- 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\$

Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre	
			al 30.09.2024	al 31.12.2023
			SWAP	Tasa de Interés
SWAP	Tasa de Interés	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	73.490	-
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	11.702	(90.903)
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	35.285	(92.077)
SWAP	Tipo de cambio	Dividendos por cobrar	13.813	-
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos Operacionales	(1.242)	(10.786)
FORWARD	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	-	(69)
FORWARD	Tipo de cambio	Inversiones de Propiedades, planta y equipo	3.922	(10.704)

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, 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 septiembre de 2024 y 2023.

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

Al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, 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 30.09.2024				al 31.12.2023			
	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)	5.264	-	78	-	4.762	-	611	-

- (1) Estos instrumentos derivados corresponden a contratos forwards celebrados por el Grupo, cuyo propósito es cubrir el riesgo de tipo de cambio relacionado con dividendos a recibir de las subsidiarias en el exterior e inversiones de propiedades, planta y equipo. Si bien estas coberturas tienen un fondo económico, no califican como cobertura contable porque no cumplen estrictamente los requisitos establecidos en la NIIF 9 "Instrumentos Financieros".

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación se presenta un detalle de los instrumentos derivados financieros contratados por el Grupo al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Valor Razonable	al 30.09.2024						Total
		Valor Nominal						
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	
Cobertura de tipo de Interés:	76.868	-	242.897	-	-	-	389.126	632.023
Cobertura de flujos de caja	4.212	-	242.897	-	-	-	389.126	632.023
Cobertura de valor razonable	72.656	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	63.480	1.055.078	164.563	20.317	38.810	15.694	327.154	1.621.616
Cobertura de flujos de caja	38.018	910.277	86.454	15.694	15.694	15.694	55.992	1.099.805
Cobertura de valor razonable	25.462	144.801	78.109	4.623	23.116	-	271.162	521.811
Derivados no designados contablemente de cobertura	5.186	-	-	-	-	-	-	-
Total	145.534	1.055.078	407.460	20.317	38.810	15.694	716.280	2.253.639

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Valor Razonable	al 31.12.2023						Total
		Valor Nominal						
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	
Cobertura de tipo de Interés:	110.034	67.901	8.000	277.901	8.000	8.000	469.899	839.701
Cobertura de flujos de caja	8.770	67.901	8.000	277.901	8.000	8.000	469.899	839.701
Cobertura de valor razonable	101.264	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	(202.137)	1.102.721	491.574	132.339	46.276	17.661	290.732	2.081.303
Cobertura de flujos de caja	(157.315)	1.093.296	286.667	79.628	17.661	17.661	80.671	1.575.584
Cobertura de valor razonable	(44.822)	9.425	204.907	52.711	28.615	-	210.061	505.719
Derivados no designados contablemente de cobertura	4.151	16.843	-	-	-	-	-	16.843
Total	(87.952)	1.187.465	499.574	410.240	54.276	25.661	760.631	2.937.847

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.

22.3 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 septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.09.2024	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	94.414	-	94.414	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	124.545	-	124.545	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	5.264	-	5.264	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	10.878	-	10.878	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	4.806.407	382.474	4.423.933	-
Total	5.041.508	382.474	4.659.034	-
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	52.184	-	52.184	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	26.427	-	26.427	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	78	-	78	-
Total	78.689	-	78.689	-

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2023	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	65.587	-	65.587	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	121.705	-	121.705	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	4.762	-	4.762	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	5.858	-	5.858	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	4.638.478	130.971	4.507.507	-
Total	4.836.390	130.971	4.705.419	-
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	214.132	-	214.132	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	65.263	-	65.263	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	611	-	611	-
Total	280.006	-	280.006	-

23. 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 septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corriente		No Corriente	
	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía	855.840	923.440	4.987	5.151
Proveedores por compra de combustibles y gas	1.430	1.426	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	1.423.317	1.266.680	21.948	29.402
Cuentas por pagar por compra de activos	51.146	94.138	-	-
Sub total	2.331.733	2.285.684	26.935	34.553
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	128.086	48.962	-	-
Cuentas por pagar con CAMMESA (1)	24.384	7.503	241.786	118.097
Multas y reclamaciones (2)	32.088	13.869	-	1.767
Obligaciones investigación y Desarrollo	100.585	117.839	54.890	45.758
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	19.985	15.872	-	-
Cuentas por pagar al personal	140.346	141.716	159	843
PIS/COFINS sobre IVA para ser devueltos al consumidor (3)	423.938	355.710	701.191	1.168.929
Pasivo Regulatorio Filiales Brasileñas (4)	459.122	476.803	165.212	209.991
Acuerdo Enel Distribución Sao Paulo con Eletrobras (5)	-	13.645	-	-
Otras cuentas por pagar	240.604	208.042	24.490	68.603
Sub total	1.569.138	1.399.961	1.187.728	1.613.988
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.900.871	3.685.645	1.214.663	1.648.541

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en Nota 21.4.

(1) Al 30 de septiembre de 2024, en nuestra subsidiaria Edesur, se incluyen MUS\$ 248.638 de cuentas por pagar por compras de energía eléctrica a CAMMESA (MUS\$ 125.600 al 31 de diciembre de 2023) y MUS\$17.532 correspondiente a Beneficio Tasa Subsidiada Deuda CAMMESA. Ver nota 35.5 (ii).

(2) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones por el ejercicio actual y ejercicios anteriores, que nuestra subsidiaria Edesur ha recibido del ente regulador por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública. Estas multas no se han cancelado, ya que algunas están suspendidas por el Acta Acuerdo firmada en el año 2007 con el Gobierno Argentino, el valor de estas multas es actualizado en línea con las variaciones en el Valor Agregado de Distribución debido a los ajustes tarifarios. Al 30 de septiembre de 2024, se incluye MUS\$ 25.925 (MUS\$ 10.691 al 31 de diciembre de 2023) como resultado de la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016.

(3) Ver nota 8, referente a Impuestos PIS/COFINS a recuperar.

(4) ver nota 9 Activos sectoriales Brasil.

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, se expone en Anexo 4.

24. Provisiones

a) El desglose de las provisiones al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corriente		No corriente	
	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Por reclamaciones legales (*)	53.287	33.150	353.284	408.795
Provisiones por Impuestos	5.644	9.461	82.620	142.941
Por desmantelamiento o restauración (**)	2.293	3.670	20.848	17.401
Provisión Medio Ambiente (***)	29.599	42.759	42.881	41.845
Otras provisiones	97.779	77.557	63.099	28.040
Total	188.602	166.597	562.732	639.022

(*) Las principales contingencias se revelan en nota 35.3.

(**) Al 30 de septiembre de 2024, las provisiones de desmantelamiento provienen principalmente de subsidiarias de generación de energías renovables de Brasil.

(***) Corresponde principalmente a obligaciones medioambientales de la subsidiaria Enel Colombia S.A., donde destacan: Central Hidroeléctrica El Quimbo: Obligaciones derivadas de la licencia ambiental y obras para el proyecto, por contratos asociados a obras ejecutadas y obras menores necesarias para la operación de la central; Plan de compensación Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR): Plan de compensación asociado a la concesión de aguas del río Bogotá, el cual debe elaborarse de acuerdo con las alternativas definidas por la Corporación; Parque Solar El Paso: las cuales comprenden las obras y actividades como Parque Solar, subestación elevadora, campamento, área administrativa, línea de conexión eléctrica, vía variante, obras hidráulicas entre otras.

El calendario y montos que se espera desembolsar por estas provisiones son inciertos y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas.

b) El movimiento de las provisiones por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Por Reclamaciones Legales	Por Impuestos	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones					
Saldo inicial al 01.01.2024	441.945	152.402	21.071	190.201	805.619
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	94.763	(39.246)	4.052	66.719	126.288
Provisión Utilizada	(77.128)	(936)	(993)	(25.070)	(104.127)
Actualización efectos	43.084	(8.612)	945	22.733	58.150
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(49.370)	(14.449)	(1.934)	(20.446)	(86.199)
Transferencia a (pérdidas) y ganancias	(46.723)	(895)	-	(779)	(48.397)
Total Movimientos en Provisiones	(35.374)	(64.138)	2.070	43.157	(54.285)
Saldo final al 30.09.2024	406.571	88.264	23.141	233.358	751.334

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Por Reclamaciones Legales	Por Impuestos	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones					
Saldo inicial al 01.01.2023	501.619	168.454	108.778	41.092	819.943
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	41.564	8.531	(70.745)	139.024	118.374
Provisión Utilizada	(98.770)	(37.453)	(5.444)	(4.073)	(145.740)
Actualización efectos	62.096	5.795	7.515	3.384	78.790
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	7.997	7.836	9.876	11.919	37.628
Transferencia a (pérdidas) y ganancias	(63.187)	(761)	3.098	309	(60.541)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta	(9.374)	-	(32.007)	(1.454)	(42.835)
Total Movimientos en Provisiones	(59.674)	(16.052)	(87.707)	149.109	(14.324)
Saldo final al 31.12.2023	441.945	152.402	21.071	190.201	805.619

25. Obligaciones por beneficios post empleo

25.1 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.

25.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

- a) Al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, 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 30.09.2024	al 31.12.2023
Obligaciones post empleo	3.072.086	3.665.049
(-) Plan de activos (*)	(2.226.034)	(2.108.471)
Total	846.052	1.556.578
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	58.632	38.516
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	100.894	5.028
Total Obligaciones Post Empleo, neto (f)	1.005.578	1.600.122

(i) Obligaciones Post Empleo, neto

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Planes de Pensión	930.429	1.511.102
Planes de Salud	51.332	65.285
Otros Planes	23.817	23.735
Total Obligaciones Post Empleo, neto	1.005.578	1.600.122

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

(**) En Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Río S.A., ciertos planes de pensiones presentan un superávit actuarial por un monto de MUS\$ 49.303 y MUS\$9.329 respectivamente al 30 de septiembre de 2024 (MUS\$ 38.516 al 31 de diciembre de 2023 correspondiente a Enel Distribución Ceará S.A.). 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. y en Enel Distribución Sao Paulo S.A., de acuerdo con lo establecido por la CINIIF 14, al 30 de septiembre de 2024 se registraron MUS\$ 8.942 y MUS\$91.952, respectivamente (MUS\$ 5.028 al 31 de diciembre de 2023 presentado sólo por Enel Distribución Río) 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) y Enel Distribución Sao Paulo firmó con Vivest (entidad responsable de la administración de los planes de beneficios patrocinados), 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 septiembre de 2024 y 2023, son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2024	2023
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	3.133	2.094
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	252.954	213.789
Ingresos por intereses activos del plan	(158.491)	(111.180)
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	3.056	3.324
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	100.652	108.027
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos reconocidos en otros resultados integrales	(113.819)	257.620
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	(13.167)	365.647

c) La presentación del pasivo actuarial neto al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
Saldo inicial al 01.01.2023	1.388.421
Costo Neto por Intereses	142.905
Costos de los Servicios en el Período	3.807
Beneficios Pagados en el Período	(9.834)
Aportaciones del Período	(241.871)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	216.737
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	(61.505)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	67.350
Cambios del Límite de Activo	(29.935)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	1.592
Transferencia a Mantenedos para la venta (ver nota 5)	(4.356)
Traspaso del personal	3.451
Diferencias de conversión	123.360
Saldo final al 31.12.2023	1.600.122
Costo Neto por Intereses	97.519
Costos de los Servicios en el Período	3.133
Beneficios Pagados en el Período	(10.354)
Aportaciones del Período	(418.036)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(307.704)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	513
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	71.058
Cambios del Límite de Activo	22.516
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	99.798
Traspaso del personal	(1.563)
Diferencias de conversión	(151.424)
Saldo final al 30.09.2024	1.005.578

d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas por los periodos terminado al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
Saldo inicial al 01.01.2023	3.219.935
Costo del servicio corriente	3.807
Costo por intereses	337.759
Aportaciones Efectuadas por los participantes	86
Diferencia de conversión de moneda extranjera	284.546
Contribuciones pagadas	(335.411)
Traspaso a Mantenedos para la venta (ver nota 5)	(4.356)
Traspaso del personal	3.451
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	216.737
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	(61.505)
Saldo final al 31.12.2023	3.665.049
Costo del servicio corriente	3.133
Costo por intereses	252.954
Aportaciones Efectuadas por los participantes	43
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(383.176)
Contribuciones pagadas	(157.163)
Traspaso del personal	(1.563)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(307.704)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	513
Saldo final al 30.09.2024	3.072.086

Al 30 de septiembre de 2024, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,04% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,03% al 31 de diciembre de 2023), en un 95,60% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (95,95% al 31 de diciembre de 2023), en un 3,78% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (3,75% al 31 de diciembre de 2023), en un 0,57% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (0,26% al 31 de diciembre de 2023) y el 0,01% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas de Enel Panamá (0,01% al 31 de diciembre de 2023).

Los cambios en el valor razonable de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
Saldo inicial al 01.01.2023	(1.892.080)
Ingresos por intereses	(201.519)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	67.350
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(165.842)
Aportaciones del empleador	(241.871)
Aportaciones pagadas	(86)
Contribuciones pagadas	325.577
Saldo final al 31.12.2023	(2.108.471)
Ingresos por intereses	(158.491)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	71.058
Diferencia de conversión de moneda extranjera	241.140
Aportaciones del empleador	(418.036)
Aportaciones pagadas	(43)
Contribuciones pagadas	146.809
Saldo final al 30.09.2024	(2.226.034)

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$				
	al 30.09.2024		al 31.12.2023	
Acciones (renta variable)	264.711	11,89%	108.075	5,12%
Activos de renta fija	1.785.214	80,20%	1.853.949	87,93%
Inversiones inmobiliarias	68.890	3,09%	61.349	2,91%
Otros	107.219	4,82%	85.098	4,04%
Total	2.226.034	100%	2.108.471	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) Brasileteros, 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 Brasileteros, 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 30.09.2024	al 31.12.2023
Inmuebles	20.512	23.344
Total	20.512	23.344

f) Conciliación Techo del activo:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
Saldo inicial al 01.01.2023	57.740
Intereses de Activo no reconocidos	6.354
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	(29.935)
Diferencias de Conversión	4.357
Saldo final al 31.12.2023	38.516
Intereses de Activo no reconocidos	2.702
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	22.516
Diferencias de Conversión	(5.102)
Saldo final al 30.09.2024	58.632

25.3 Otras revelaciones:

- **Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina	
	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Tasas de descuento utilizadas	5,31%	5,31%	11,24% - 11,34%	9,93% - 10,09%	8,16%	7,30%	17,93%	17,93%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,80%	3,80%	5,02% - 5,55%	5,02% - 5,55%	8,66%	8,66%	166,63%	166,63%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014	AT2000	AT2000	RV 2008	RV 2008	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014
Tasa de rotación esperada	7,13%	7,13%	12,63%	12,63%	0,26%	0,26%	1,33%	1,33%

- **Sensibilización:**

Al 30 de septiembre de 2024 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\$253.652 (MUS\$ 283.831 al 31 de diciembre de 2023) en caso de un alza en la tasa y un aumento de MUS\$ 274.281 (MUS\$ 306.842 al 31 de diciembre de 2023) 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 septiembre de 2024 y 2023 fueron de MUS\$ 4.631 y MUS\$ 5.606, 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\$ 254.137.

- **Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las obligaciones del Grupo Enel Américas corresponde a 9,04 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	MUS\$
1	337.144
2	637.617
3	624.128
4	608.510
5	575.869
6 a 10	2.636.531

- **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., 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.

En el primer semestre de 2024, la Compañía decidió amortizar parte del saldo pendiente de su fondo de pensión (PSAP), y realizó un pago extraordinario por el valor de R\$ 1.453.000 (MUS\$277.166). Los pagos de las cuotas mensuales realizados en el primer semestre de 2024, no se vieron impactados por esta amortización extraordinaria y se produjeron en la fecha de vencimiento. Es importante resaltar que la amortización extraordinaria antes mencionada no generó cambios en los supuestos actuariales utilizados para emitir el informe actuarial correspondiente al 30 de junio de 2024.

26. Patrimonio

26.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

26.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

El capital de Enel Américas al 30 de septiembre de 2024 y 2023 asciende a MUS\$ 15.799.227 representado por 107.279.889.530 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. 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.

26.1.2 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
104	Provisorio	25/11/2021	28/1/2022	93.319	0,00087	2021
105	Definitivo	26/4/2022	31/5/2022	128.939	0,00120	2021
106	Provisorio	29/11/2023	26/1/2024	117.411	0,00109	2023
107	Definitivo	30/4/2024	30/5/2024	141.870	0,00132	2023

26.2 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 septiembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$	2024	2023
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(1.097.112)	(908.784)
Enel Brasil S.A.	(2.927.474)	(1.960.334)
Enel Argentina S.A.	(780.093)	(650.824)
Hidroinvest S.A.	(138.252)	(109.815)
Enel Colombia S.A. E.S.P.	(261.994)	(196.948)
Enel Generación El Chocón S.A.	(489.862)	(482.110)
Enel Perú S.A.	5.984	(154.753)
Enel Panamá CAM S.R.L. (ex Enel Green Power Panamá S.R.L.)	(7.606)	(13.635)
Enel Costa Rica CAM S.A. (ex Enel Green Power Costa Rica S.A.)	(1.265)	(3.573)
Enel Guatemala S.A. (ex Enel Green Power Guatemala S.A.)	(4.887)	(9.682)
Otros	(13.153)	(15.286)
Total	(5.715.714)	(4.505.744)

Para mayor información, ver Nota 2.9.

26.3 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.

26.4 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 septiembre de 2024, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de su subsidiaria Enel Brasil asciende a MUS\$ 105.067.

26.5 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023, fueron los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 01.01.2024	Movimiento 2024	al 30.09.2024
Diferencias de cambio por conversión (a)	(4.561.891)	(1.153.823)	(5.715.714)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(84.801)	59.541	(25.260)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(7.471)	892	(6.579)
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta (c)	296.410	(299.389)	(2.979)
Otras reservas varias (d)	(3.137.066)	588.268	(2.548.798)
Total	(7.494.819)	(804.511)	(8.299.330)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 01.01.2023	Movimiento 2023	al 30.09.2023
Diferencias de cambio por conversión (a)	(4.991.278)	485.534	(4.505.744)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(62.048)	(55.627)	(117.675)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(1.366)	(9.042)	(10.408)
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta (c)	-	81.915	81.915
Otras reservas varias (d)	(3.502.702)	432.204	(3.070.498)
Total	(8.557.394)	934.984	(7.622.410)

- 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) **Reservas de activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta:** Corresponden a reservas por diferencias de cambio por conversión y reservas de cobertura flujo de efectivo de las compañías que se encuentran clasificadas como mantenidas para la venta (ver nota 5).

d) Otras reservas varias.

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2024	2023
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 las NIIF (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)	2.670.493	2.150.907
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)	(502.910)
Otras reservas varias (11)	(79.556)	(81.670)
Total	(2.548.798)	(3.070.498)

- 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 acumulado 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.

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

26.6 Participaciones no controladoras.

El detalle de las principales participaciones no controladoras por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañías	%	Participaciones No Controladoras			
		Patrimonio		Resultado	
		al 30.09.2024	al 30.09.2024	al 31.12.2023	2024
Enel Distribución Ceará S.A.	25,95%	218.831	234.849	12.963	14.849
Enel Colombia S.A. E.S.P. (ver nota 2.4.1)	42,66%	1.448.637	1.492.632	226.508	215.676
Enel Distribución Perú S.A. (ver nota 5.1)	16,85%	-	157.926	12.365	19.737
Enel Generacion Perú S.A. (ver nota 5.1)	13,05%	-	120.002	1.628	15.057
Chinango S.A.C. (ver nota 5.1)	30,44%	-	20.774	6.146	4.897
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,91%	376.690	218.816	8.634	31.234
Enel Generacion El Chocón S.A.	34,31%	41.091	33.111	(11.563)	(561)
Inversora Dock Sud S.A. (ver nota 5.5)	42,86%	-	-	-	(6.252)
Central Dock Sud S.A. (ver nota 5.5)	29,76%	-	-	-	(5.642)
Enel Generacion Piura S.A. (ver nota 5.1)	3,50%	2.887	2.641	658	1.059
Enel Fortuna S.A.	49,95%	222.053	213.748	18.760	11.099
Tecnoguat, S.A.	25,00%	4.829	4.862	(34)	113
Otros		17.672	16.797	3.988	2.420
Total		2.332.690	2.516.158	280.053	303.686

27. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Ingresos de Actividades Ordinarias	2024	2023
Ventas de energía	7.935.746	7.514.461
Generación	2.311.893	2.193.249
Clientes Regulados	892.338	852.931
Clientes no Regulados	1.096.863	968.401
Ventas de Mercado Spot	322.692	371.917
Distribución	5.623.853	5.321.212
Residenciales	3.102.482	2.925.866
Comerciales	1.434.144	1.417.813
Industriales	513.155	523.443
Otros Consumidores	574.072	454.090
Otras ventas	16.424	16.674
Ventas de gas	14.245	12.816
Ventas de productos y servicios	2.179	3.858
Otras prestaciones de servicios	1.532.141	1.400.115
Peajes	1.323.017	1.176.893
Prestaciones de servicios y asesorías negocio Distribución (Alumbrado público, empalmes y asesorías eléctricas)	152.717	150.250
Otras prestaciones	56.407	72.972
Total Ingresos de actividades ordinarias	9.484.311	8.931.250

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Otros Ingresos	2024	2023
Ingresos por contratos de construcción	654.890	593.689
Actualización activos financieros relacionados a concesiones de distribución de energía eléctrica en Brasil	137.779	170.594
Ingresos por sanciones a usuarios	45.185	41.141
Otros	29.670	70.908
Total Otros Ingresos	867.524	876.332

28. Materias primas y consumibles utilizados

El detalle de las materias primas y consumibles utilizados por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2024	2023
Compras de energía	(4.177.800)	(3.934.814)
Consumo de combustible	(53.276)	(50.345)
Gas	(10.850)	(12.168)
Petróleo	(2.094)	(15.904)
Carbón	(40.332)	(22.273)
Gastos de transporte	(965.064)	(861.476)
Costos por contratos de construcción	(653.150)	(592.448)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(305.708)	(320.290)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(6.154.998)	(5.759.373)

29. Gastos por beneficios a los empleados

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	2024	2023
Sueldos y salarios	(305.338)	(310.622)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(7.764)	(7.700)
Seguridad social y otras cargas sociales	(184.391)	(196.081)
Otros gastos de personal	(9.307)	(1.016)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(506.800)	(515.419)

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

- a) El detalle de los gastos por depreciación y amortización por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	2024	2023
Depreciación	(425.914)	(364.119)
Amortización	(418.105)	(366.842)
Total	(844.019)	(730.961)

- b) El detalle de los rubros referidos a deterioros por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$								
Información por Segmento por Reversión y (Pérdidas) por Deterioro	Generación		Distribución		Otros		Total	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Reversión (Pérdidas) por deterioro Intangibles (ver nota 15)	(501)	-	-	-	-	-	(501)	-
Reversión (Pérdidas) por deterioro plusvalía (ver nota 16)	-	-	-	-	-	(5.891)	-	(5.891)
Propiedades, planta y equipo (ver nota 16)	(4.565)	31.030	-	-	-	-	(4.565)	31.030
Total Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	(5.066)	31.030	-	-	-	(5.891)	(5.066)	25.139
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (ver nota 9)	(5.847)	(543)	(187.262)	(195.368)	(25)	135	(193.134)	(195.776)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(5.847)	(543)	(187.262)	(195.368)	(25)	135	(193.134)	(195.776)
Total reverso (pérdidas) por Deterioro	(10.913)	30.487	(187.262)	(195.368)	(25)	(5.756)	(198.200)	(170.637)

31. Otros gastos por naturaleza

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	2024	2023
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(375.259)	(395.494)
Otros suministros y servicios	(147.993)	(125.763)
Reparaciones y conservación	(131.694)	(110.724)
Gastos administrativos	(77.020)	(78.402)
Primas de seguros	(29.693)	(23.060)
Tributos y tasas	(25.622)	(20.062)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(12.614)	(9.609)
Gastos de viaje	(4.798)	(6.859)
Arrendamientos y cánones	(249)	(573)
Gastos de medio ambiente	(340)	(263)
Total	(805.282)	(770.809)

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023 fueron de MUS\$ 51 y MUS\$ 76, respectivamente.

32. Otras ganancias (pérdidas)

El detalle de las otras ganancias (pérdidas) por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	2024	2023
Disposiciones y bajas inmovilizado material	1.300	(4.080)
Pérdida en venta de Inversión Enel Costanera (1)	-	(86.438)
Pérdida en venta de inversión Dock Sud (1)	-	(193.340)
Utilidad en venta de inversión compañías ZE (2)	-	2.315
Indemnización por activos concesionados de CIEN (3)	-	106.702
Otros	2.501	154
Total Otras ganancias (pérdidas)	3.801	(174.687)

(1) Ver nota 5.5

(2) Ver nota 5.4

(3) Ver nota 5.6

33. Resultado financiero

El detalle de los ingresos y costos financieros por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	2024	2023
Efectivo y otros medios equivalentes	132.243	168.906
Intereses Cobrados a Clientes en Cuentas de Energía y Facturaciones	39.748	58.980
Otros ingresos financieros (1)	163.005	136.778
Total Ingresos Financieros	334.996	364.664

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	2024	2023
Préstamos bancarios	(233.897)	(173.951)
Obligaciones con el público	(170.234)	(231.870)
Pasivos por arrendamientos	(18.217)	(16.872)
Valoración derivados financieros	(122.454)	(153.259)
Actualización financiera de provisiones (2)	(58.150)	(74.675)
Gastos financieros activados	33.080	42.952
Obligación por beneficios post empleo (3)	(97.519)	(105.933)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(3.015)	(3.006)
Gastos financieros empresas relacionadas (4)	(73.696)	(93.075)
Otros costos financieros (5)	(434.552)	(443.363)
Resultado por unidades de reajuste (*)	288.375	313.483
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	(73.707)	66.634
Total Costos Financieros	(963.986)	(872.935)
Total Resultado Financiero	(628.990)	(508.271)

- (1) Para el periodo terminado al 30 de septiembre de 2024, incluye ingresos financieros de activos regulatorios subsidiarias brasileñas por MUS\$27.978 (MUS\$23.142 al 30 de septiembre de 2023), ingreso financiero por préstamo a Enel Distribución Goiás MUS\$0 (MUS\$31.777 al 30 de septiembre de 2023) (ver nota 5.9), ingreso financiero por cuentas por cobrar Central Vuelta de Obligado Térmica (VOSA) de subsidiaria de generación argentina por MUS\$7.883 (MUS\$6.740 al 30 de septiembre de 2023), resultados por instrumentos derivados por MUS\$51.193 (MUS\$25.882 al 30 de septiembre de 2023), actualización monetaria por la mantención de depósitos en procesos judiciales por MUS\$9.722 (MUS\$11.579 al 30 de septiembre de 2023), actualización monetaria sobre impuestos (Brasil) MUS\$33.959 (MUS\$2.519 al 30 de septiembre de 2023) y otros ingresos por MUS\$32.270 (MUS\$35.139 al 30 de septiembre de 2023).
- (2) Para el periodo terminado al 30 de septiembre de 2024, principalmente se incluyen MUS\$24.366 (MUS\$32.880 al 30 de septiembre de 2023) 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\$27.282 (MUS\$34.541 al 30 de septiembre de 2023).
- (3) Ver Nota 25.2.c).
- (4) Para el periodo terminado al 30 de septiembre de 2024, son incluidos principalmente Intereses por la deuda con Enel Finance International NV por MUS\$61.206 (MUS\$72.644 al 30 de septiembre de 2023), gastos financieros relacionados con garantías otorgadas por Enel SpA por MUS\$12.377 (MUS\$20.149 al 30 de septiembre de 2023) (ver nota 10.1.c).
- (5) Para el periodo terminado al 30 de septiembre de 2024, se incluyen intereses provenientes de la deuda de CAMMESA por MUS\$207.632 (MUS\$194.054 al 30 de septiembre de 2023), gastos financieros de activos regulatorios subsidiarias brasileñas por MUS\$63.483 (MUS\$45.437 al 30 de septiembre de 2023), costos

bancarios por MUS\$44.932 (MUS\$16.905 al 30 de septiembre de 2023), costos financieros realizados provenientes de multas e intereses por MUS\$31.864 (MUS\$53.047 al 30 de septiembre de 2023), actualización monetaria sobre impuestos (Brasil) MUS\$36.687 (MUS\$6.436 al 30 de septiembre de 2023), pérdida en activos financieros por aplicación de CINIIF 12 en Chucás por MUS\$0 (MUS\$61.958 al 30 de septiembre de 2023) y otros por MUS\$49.954 (MUS\$65.526 al 30 de septiembre de 2023).

(*) 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 (*)	2024	2023
Inventario	23.386	15.845
Otros activos financieros no corrientes	4.610	11.450
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	410	564
Activos intangibles distintos de la plusvalía	64.563	52.913
Plusvalía	-	2.044
Propiedades, planta y equipo	1.238.358	1.105.384
Activos por impuestos diferidos	182.259	112.473
Pasivos por impuestos diferidos	(496.736)	(414.773)
Patrimonio Total	(802.698)	(655.174)
Ingresos	(153.839)	(217.586)
Costos	165.578	262.916
Resultado financiero	33.924	35.402
Otros Gastos Distintos a la operación	(4.279)	(3.637)
Impuesto Sobre Sociedades	32.839	5.662
Resultado por Hiperinflación (1)	288.375	313.483
Total Resultado por Unidades de Reajuste	288.375	313.483

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	2024	2023
Efectivo y equivalentes al efectivo	(28.026)	28.564
Otros activos financieros	164.022	73.841
Otros activos no financieros	2.144	81.674
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	(15.980)	61.416
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(167.395)	(206.118)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(29.334)	52.178
Otros pasivos no financieros	862	(24.921)
Total Diferencias de Cambio	(73.707)	66.634

- 1) Corresponde al efecto financiero derivado de la aplicación de NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias". (Ver Nota 2.9).

34. Información por segmento

34.1 Criterios de segmentación

Las actividades del Grupo operan bajo una estructura de organización matricial con responsabilidades de administración duales y cruzadas (basadas en las áreas de responsabilidad de negocio y geográfica) y sus subsidiarias operan en el negocio de generación y transmisión de energía eléctrica y distribución de energía eléctrica.

El Grupo adoptó un enfoque “abajo hacia arriba” para identificar los segmentos sobre los que debe informarse. Los segmentos de Generación y Transmisión y de Distribución han sido definidos basados en NIIF 8.9 y en los criterios establecidos en NIIF 8.12, teniendo en consideración la agregación de segmentos de operación que tienen indicadores económicos similares que son comunes a todos los países en que el Grupo opera.

Segmento de Generación y Transmisión: El segmento de generación y transmisión de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que poseen plantas de generación, y cuya energía es transmitida y distribuida a los consumidores finales.

Los siguientes cinco segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Generación y Transmisión:

- Negocio de Generación y Transmisión en Argentina
- Negocio de Generación y Transmisión en Brasil
- Negocio de Generación y Transmisión en Colombia
- Negocio de Generación y Transmisión en Perú
- Negocio de Generación y Transmisión en Centro América

Nuestro negocio de generación y transmisión es conducido en Argentina por nuestra subsidiaria, Enel Generación El Chocón; en Brasil por nuestras subsidiarias EGP Cachoeira Dourada, Enel CIEN (ver nota 5.4), Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande), Enel Trading Brasil S.A. y conjunto de sociedades EGP; en Colombia por nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. E.S.P.; en Perú por nuestra subsidiaria Enel Generación Piura y en Centroamérica por nuestras subsidiarias Enel Costa Rica CAM S.A., Enel Guatemala S.A. y Enel Panamá CAM S.R.L.

Cabe destacar que, con fecha 17 de febrero de 2023 y 14 de abril de 2023, el Grupo enajenó su participación en la sociedad Enel Generación Costanera S.A. y Central Dock Sud, respectivamente, sociedades que formaban parte del segmento de Generación y Transmisión en Argentina hasta dicha fecha. Siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), la venta de estas sociedades no calificó como una operación discontinuada y por lo tanto sus resultados, hasta la fecha de su venta, línea por línea, forman parte de los resultados consolidados de Enel Américas y en consecuencia están incluidos en los resultados del segmento de Generación y Transmisión que se detallan más adelante. Ver notas 5.5 y 39.

Con fecha 19 de octubre de 2023, el Grupo enajenó el 100% de participación de la sociedad Transmisora de Energía Renovable S.A. (sociedad que formaba parte de Enel Guatemala S.A.) y que formaba parte del segmento de Generación y Transmisión en Centro América hasta dicha fecha. Siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), la venta de estas sociedades no calificó como una operación discontinuada y por lo tanto sus resultados, hasta la fecha de su venta, línea por línea, forman parte de los resultados consolidados de Enel Américas y en consecuencia están incluidos en los resultados del segmento de Generación y Transmisión que se detallan más adelante. Ver nota 5.3, y 39.

Con fecha 9 de mayo de 2024 el Grupo enajenó su participación en las sociedades Enel Generación Perú y Chinango, sociedades que formaban parte del segmento de Generación y Transmisión en Perú hasta dicha fecha. Siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), la venta de estas sociedades calificó como operaciones discontinuadas, 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 5.1 y 39.

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 tres países diferentes.

Los siguientes tres segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Distribución:

- Negocio de Distribución en Argentina
- Negocio de Distribución en Brasil
- Negocio de Distribución en Colombia

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); y en Colombia por nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. E.S.P.

Cabe destacar que, con fecha 12 de junio de 2024 el Grupo enajenó su participación en la sociedad Enel Distribución Perú S.A. Siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), su venta calificó como operaciones discontinuadas, 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 5.1 y 39.

Cada uno de los segmentos de operación genera información financiera separada, la cual es agregada en un conjunto combinado de información para el Negocio de Generación y Transmisión, y otro conjunto de información combinada para el Negocio de Distribución a nivel de segmento sobre el que se debe informar. Adicionalmente, para asistir en el proceso de toma de decisiones, el Departamento de Planificación y Control a nivel de la Matriz prepara informes internos que contienen información combinada a nivel de segmento sobre el que debe informarse acerca de los indicadores de desempeño claves ("KPI" por sus siglas en inglés), tales como: EBITDA¹, Capex Total², Utilidad Neta, Energía Total de Generación³ y Distribución y redes⁴, entre otros. La presentación de información bajo un enfoque negocio/país ha sido realizada tomando en consideración que los KPI son similares y comparables en todos los países, en cada uno de los siguientes aspectos:

- a) la naturaleza de las actividades: Generación y Transmisión, por un lado, y Distribución por otro;

¹ Corresponde a Ganancia (pérdida) antes de impuestos excluyendo Gasto por depreciación y amortización, Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros, ingresos y costos financieros, participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación, y otras ganancias. Lo cual es representado por el resultado de la explotación.

² Corresponde a compras de Propiedades, planta y equipo y Activos intangibles distintos de plusvalía.

³ Corresponde a la energía eléctrica generada en las unidades generadoras por tipo de tecnología, eliminando los consumos propios en un periodo determinado.

⁴ Corresponde a la cantidad de electricidad distribuida, libre de cualquier pérdida, en un período determinado.

- b) la naturaleza de los procesos de producción: el Negocio de Generación y Transmisión involucre la generación de electricidad y su transmisión a los centros de despacho, mientras que el Negocio de Distribución no genera electricidad, sino que distribuye electricidad a los usuarios finales;
- c) el tipo o categoría de clientes a los que se destina sus productos y servicios: el Negocio de Generación y Transmisión entrega servicios principalmente a clientes no regulados, mientras que el Negocio de Distribución entrega servicios a clientes regulados;
- d) los métodos usados para distribuir sus productos o prestar los servicios: los generadores normalmente venden la energía mediante licitaciones de energía, mientras que los distribuidores entregan energía en su área de concesión; y
- e) la naturaleza del marco normativo (servicios públicos): el marco regulatorio difiere entre el Negocio de Generación y Transmisión y el Negocio de Distribución.

La máxima autoridad en la toma de decisiones ("CODM" por sus siglas en inglés) de la Sociedad en conjunto con el gerente del país revisa mensualmente estos reportes internos y utiliza la información de los KPI para tomar decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del desempeño de los segmentos operaciones para cada uno de los segmentos sobre los que debe informarse.

La información revelada en las siguientes tablas está basada en la información financiera de las entidades que conforman cada uno de los segmentos. Las políticas contables utilizadas para determinar la información por segmentos son las mismas que aquellas utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados del Grupo.

34.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023
ACTIVOS								
Activos corrientes	1.562.433	3.651.151	3.679.169	5.876.946	2.805.758	791.362	8.047.360	10.319.459
Efectivo y equivalentes al efectivo	398.607	514.925	176.199	281.673	2.478.662	703.586	3.053.468	1.500.184
Otros activos financieros corrientes	147.202	70.879	71.061	50.581	221.394	33.219	439.657	154.679
Otros activos no financieros, corriente	34.429	30.626	460.776	664.922	68.860	57.728	564.065	753.276
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	378.306	359.161	2.537.303	2.610.160	78.065	63.718	2.993.674	3.033.039
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	182.400	207.138	12.029	12.004	(177.667)	(201.799)	16.762	17.343
Inventarios corrientes	85.481	94.755	372.287	394.602	7.395	8.533	465.163	497.890
Activos por impuestos corrientes, corriente	35.843	29.955	49.451	33.465	128.546	79.566	213.840	142.986
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	300.165	2.343.712	63	1.829.539	503	46.811	300.731	4.220.062
Activos no corrientes	10.816.281	11.446.121	14.207.187	14.103.244	799.859	985.856	25.823.327	26.535.221
Otros activos financieros no corrientes	448.578	474.501	4.485.176	4.579.609	38.811	31.117	4.972.565	5.085.227
Otros activos no financieros no corrientes	88.887	100.612	1.615.558	1.742.931	42.081	19.739	1.746.526	1.863.282
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	86.423	107.285	201.878	259.106	52.452	58.509	340.753	424.900
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	14.815	-	3	3	(14.815)	-	3	3
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.011.757	1.005.307	15.750	16.868	(1.010.111)	(1.005.600)	17.396	16.575
Activos intangibles distintos de la plusvalía	423.359	489.201	2.757.951	3.177.717	182.186	201.909	3.363.496	3.868.827
Plusvalía	1.158	1.158	-	-	1.224.547	1.366.760	1.225.705	1.367.918
Propiedades, planta y equipo	8.620.147	9.130.937	4.542.966	3.545.922	128.723	134.310	13.291.836	12.811.169
Propiedad de inversión	-	-	6.919	7.621	-	-	6.919	7.621
Activos por derecho de uso	99.757	112.263	88.860	67.505	5.262	5.904	193.879	185.672
Activos por impuestos diferidos	21.400	24.857	492.126	705.962	150.723	173.208	664.249	904.027
TOTAL ACTIVOS	12.378.714	15.097.272	17.886.356	19.980.190	3.605.617	1.777.218	33.870.687	36.854.680

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS								
Pasivos Corrientes	1.928.121	2.925.622	5.581.370	6.620.232	(301.817)	181.566	7.207.674	9.727.420
Otros pasivos financieros corrientes	335.580	375.970	662.902	1.165.309	48.195	165.094	1.046.677	1.706.373
Pasivos por arrendamientos corrientes	6.813	8.810	25.663	16.785	318	548	32.794	26.143
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	716.184	730.293	3.034.778	2.772.014	149.909	183.338	3.900.871	3.685.645
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	630.346	546.246	1.569.827	1.492.234	(1.196.830)	(198.696)	1.003.343	1.839.784
Otras provisiones corrientes	35.669	46.433	152.933	120.149	-	15	188.602	166.597
Pasivos por impuestos corrientes	35.966	73.309	73.537	64.283	648.318	2.348	757.821	139.940
Otros pasivos no financieros corrientes	51.461	52.647	61.730	97.331	52.647	70.090	165.838	220.068
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	116.102	1.091.914	-	892.127	(4.374)	(41.171)	111.728	1.942.870
Pasivos No Corrientes	2.151.343	2.413.784	6.120.189	7.280.920	(181.292)	411.761	8.090.240	10.106.465
Otros pasivos financieros no corrientes	1.275.521	1.368.786	2.304.656	2.928.723	718.263	741.664	4.298.440	5.039.173
Pasivos por arrendamientos no corrientes	94.294	104.139	70.778	60.030	4.856	5.693	169.928	169.862
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	20.882	65.836	1.193.540	1.582.315	241	390	1.214.663	1.648.541
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	407.406	499.265	561.879	155.414	(911.285)	(341.616)	58.000	313.063
Otras provisiones no corrientes	91.536	67.233	469.338	569.854	1.858	1.935	562.732	639.022
Pasivo por impuestos diferidos	207.562	246.145	540.203	351.921	3.397	2.452	751.162	600.518
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	28.773	33.050	975.543	1.565.829	1.262	1.243	1.005.578	1.600.122
Otros pasivos no financieros no corrientes	25.369	29.330	4.252	66.834	116	-	29.737	96.164
Patrimonio Neto	8.299.250	9.757.866	6.184.797	6.079.038	4.088.726	1.183.891	18.572.773	17.020.795
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	8.299.250	9.757.866	6.184.797	6.079.038	4.088.726	1.183.891	16.240.083	14.504.637
Capital emitido y pagado	5.869.992	6.941.270	2.922.454	3.105.024	7.006.781	5.752.933	15.799.227	15.799.227
Ganancias (pérdidas) acumuladas	316.741	702.633	820.311	425.781	7.603.134	5.071.815	8.740.186	6.200.229
Primas de emisión	28.285	33.664	-	-	(28.285)	(33.664)	-	-
Acciones propias en cartera	(51)	(57)	-	-	51	57	-	-
Otras reservas	2.084.283	2.080.356	2.442.032	2.548.233	(10.492.955)	(9.607.250)	(8.299.330)	(7.494.819)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	2.332.690	2.516.158
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	12.378.714	15.097.272	17.886.356	19.980.190	3.605.617	1.777.218	33.870.687	36.854.680

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\$

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Línea de Negocio		Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Ingreso	2 525.466	2 387.386	7 979.257	7 543.907	(152.888)	(123.711)	10 351.835	9 807.582		
Ingresos de actividades ordinarias	2 504.409	2 359.247	7 154.380	6 722.888	(174.478)	(150.885)	9 484.311	8 931.250		
Ventas de energía	2 483.561	2 329.095	5 601.791	5 313.213	(149.606)	(127.847)	7 935.746	7 514.461		
Otras ventas	14.566	13.054	1.708	3.305	150	315	16.424	16.674		
Otras prestaciones de servicios	6.282	17.098	1.550.881	1.406.370	(25.022)	(23.353)	1.532.141	1.400.115		
Otros ingresos	21.057	28.139	824.877	821.019	21.590	27.174	867.524	876.332		
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(1 152.686)	(926.977)	(5 173.546)	(4 976.035)	171.234	143.639	(6 154.998)	(5 759.373)		
Compras de energía	(853.660)	(664.632)	(3 483.922)	(3 399.811)	159.782	129.629	(4 177.800)	(3 934.814)		
Consumo de combustible	(53.275)	(50.345)	-	-	(1)	-	(53.276)	(50.345)		
Gastos de transporte	(193.582)	(164.321)	(810.908)	(736.665)	39.426	39.510	(965.064)	(861.476)		
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(52.169)	(47.679)	(878.716)	(839.559)	(27.973)	(25.500)	(958.858)	(912.738)		
Margen de Contribución	1 372.780	1 460.409	2 805.711	2 567.872	18.346	19.928	4 196.837	4 048.209		
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	6.502	8.440	114.237	119.059	5.503	9.868	126.242	137.367		
Gastos por beneficios a los empleados	(69.497)	(68.742)	(396.258)	(393.466)	(41.045)	(53.211)	(506.800)	(515.419)		
Otros gastos, por naturaleza	(162.725)	(146.557)	(597.436)	(558.981)	(45.121)	(65.271)	(805.282)	(770.809)		
Resultado Bruto de Explotación	1 147.060	1 253.550	1 926.254	1 734.484	(62.317)	(88.686)	3 010.997	2 899.348		
Gasto por depreciación y amortización	(235.258)	(222.236)	(590.009)	(499.212)	(18.752)	(9.513)	(844.019)	(730.961)		
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	(5.066)	31.030	-	-	-	(5.891)	(5.066)	25.139		
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(5.847)	(543)	(187.262)	(195.368)	(25)	135	(193.134)	(195.776)		
Resultado de Explotación	900.889	1 061.801	1 148.983	1 039.904	(81.094)	(103.955)	1 968.778	1 997.750		
Resultado Financiero	(217.086)	(156.623)	(419.093)	(343.440)	7.189	(8.208)	(628.990)	(508.271)		
Ingresos financieros	67.586	73.097	194.705	201.233	72.705	90.334	334.996	364.664		
Efectivo y otros medios equivalentes	62.889	99.275	18.059	59.954	51.295	9.518	132.243	168.747		
Otros ingresos financieros	4.697	(26.178)	176.646	141.279	21.410	80.816	202.753	195.917		
Costos financieros	(176.324)	(167.744)	(1 040.609)	(956.685)	38.279	(128.623)	(1 178.654)	(1 253.052)		
Préstamos bancarios	(207.231)	(145.664)	(24.312)	(24.750)	(2.354)	(3.537)	(233.897)	(173.951)		
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(45.855)	(70.991)	(106.403)	(142.904)	(17.976)	(17.975)	(170.234)	(231.870)		
Otros	76.762	48.911	(909.894)	(789.031)	58.609	(107.111)	(774.523)	(847.231)		
Resultados por Unidades de Reajuste	(107.297)	(126.884)	449.998	462.675	(54.326)	(22.308)	288.375	313.483		
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(1.051)	64.908	(23.187)	(50.663)	(49.469)	52.389	(73.707)	66.634		
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	-	(105)	27	(829)	(134)	1.892	(107)	958		
Otras ganancias (pérdidas)	1.868	(179.305)	52	246	1.881	4.370	3.801	(174.687)		
Resultado de Otras Inversiones	1.774	(280.833)	-	-	727	3.524	2.501	(277.309)		
Resultados en Ventas de Activos	94	101.528	52	248	1.154	846	1.300	102.622		
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	685.671	725.768	729.969	695.883	(72.158)	(105.901)	1 343.482	1 315.750		
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(190.682)	(355.940)	(270.013)	(153.158)	(25.288)	(2.188)	(485.983)	(511.286)		
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	494.989	369.828	459.956	542.725	(97.446)	(108.089)	857.499	804.464		
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	135.022	161.484	43.285	117.147	1.709.800	3.329	1.888.107	281.960		
GANANCIA (PÉRDIDA)	630.011	531.312	503.241	659.872	1 612.354	(104.760)	2 745.606	1 086.424		
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	630.011	531.312	503.241	659.872	1 612.354	(104.760)	2 745.606	1 086.424		
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	2 465.553	782.738		
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	280.053	303.686		

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	Línea de Negocio		Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	439.753	378.693	1 468.017	1 340.986	(238.431)	(60.170)	1 669.339	1 659.509		
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(1 884.452)	168.621	(1 106.126)	(1 079.473)	5 481.417	136.006	2 490.839	(774.846)		
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	973.541	(576.771)	(322.964)	(320.151)	(3 271.298)	(61.700)	(2 620.721)	(958.622)		

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.

34.3 Países

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023
ACTIVOS	1.707.695	411.184	492.013	190.841	4.185.968	4.659.825	945.069	1.258.802	891.652	3.957.192	185.971	150.010	(341.008)	(208.395)	8.047.360	10.319.459
Activos corrientes	1.346.982	411.184	35.324	190.841	824.213	1.056.112	183.246	372.581	595.689	6.121	68.014	48.690	-	-	3.053.468	1.500.184
Efectivo y equivalentes al efectivo	13.948	135	35.959	10.129	379.315	140.829	10.671	3.586	-	-	(236)	-	-	-	439.657	154.679
Otros activos financieros corrientes	4.421	3.401	30.571	19.169	468.065	647.927	26.361	46.308	29.772	29.761	4.875	6.710	-	-	564.065	753.276
Otros activos no financieros, corriente	195	1.210	336.501	116.317	2.083.667	2.262.976	507.210	593.120	23	1	64.808	58.609	1.270	806	2.993.674	3.039.039
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	332.965	2.275	327	183	14.343	15.366	9.237	1.889	-	3	2.168	1.803	(342.278)	(41.76)	16.762	17.343
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	-	44.354	27.628	306.255	332.049	105.101	129.855	-	-	9.453	8.358	-	-	465.163	497.890
Inventarios corrientes	9.184	9.386	8.977	1.167	110.110	104.566	1.541	1.884	67.139	143	16.889	25.840	-	-	213.840	142.986
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	385.279	-	9.066	-	-	101.702	109.579	199.029	3.921.163	-	-	-	(205.025)	300.731	4.220.062
Activos no corrientes	17.672.843	17.848.877	3.266.532	1.987.232	16.331.864	17.759.634	4.933.813	5.132.249	2.112	2.121	1.462.992	1.498.307	(17.746.829)	(17.693.199)	25.823.327	26.535.221
Otros activos financieros no corrientes	-	-	10.516	5.442	4.871.507	4.984.338	3.619	7.811	-	-	86.923	87.636	-	-	4.972.565	5.085.227
Otros activos no financieros no corrientes	5.139	3.171	105	4	1.669.181	1.786.069	52.035	55.754	-	-	20.066	18.284	-	-	1.746.526	1.863.282
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	25	36	73.956	94.874	254.487	315.506	11.755	13.974	-	-	530	510	-	-	340.753	424.900
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	93.724	92.915	3	3	-	-	-	-	-	-	-	-	(93.724)	(92.915)	3	3
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	17.439.910	17.715.353	586.279	340.526	900	718	13.377	15.370	-	-	356.224	356.224	(18.379.294)	(18.411.616)	17.396	16.676
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	122.961	76.065	2.908.247	3.401.458	157.539	203.485	1.797	1.805	172.952	186.014	-	-	3.363.496	3.868.827
Plusvalía	-	-	-	-	471.301	528.370	27.057	27.058	-	-	1.158	1.158	726.189	811.332	1.225.705	1.367.818
Propiedades, planta y equipo	531	-	2.471.311	1.460.548	5.401.308	5.766.635	4.607.667	4.749.691	315	316	810.704	833.979	-	-	13.291.836	12.811.169
Propiedad de inversión	-	-	-	-	6.919	7.621	-	-	-	-	-	-	-	-	6.919	7.621
Activos por derecho de uso	-	-	1.078	534	122.195	116.260	59.321	57.591	-	-	11.285	11.287	-	-	193.879	185.672
Activos por impuestos diferidos	33.514	37.402	323	9.236	625.819	852.659	1.443	1.515	-	-	3.150	3.215	-	-	664.249	904.027
TOTAL ACTIVOS	19.280.538	18.260.061	3.758.545	2.178.073	20.517.832	22.319.459	5.878.882	6.391.051	893.764	3.959.313	1.628.993	1.648.317	(18.087.837)	(17.901.594)	33.870.687	36.854.680

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS																
Pasivos Corrientes	27.542	796.053	810.669	302.884	4.481.503	4.848.411	1.322.342	1.562.387	759.718	1.943.286	146.901	135.638	(341.001)	138.761	7.207.674	9.727.420
Otros pasivos financieros corrientes	10.353	4.416	-	-	663.258	1.146.306	373.066	555.651	-	-	-	-	-	-	1.046.677	1.706.373
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	-	3	24.881	18.864	6.312	5.616	-	-	1.601	1.660	-	-	32.794	26.143
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	7.451	29.169	636.391	233.127	2.487.388	2.524.013	682.030	791.229	999	493	86.670	82.078	(58)	25.536	3.900.871	3.685.645
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	8.424	759.452	16.652	18.950	1.088.751	878.750	190.567	30.300	31	15	39.789	38.838	(340.871)	113.479	1.003.343	1.839.784
Otras provisiones corrientes	-	-	57.591	21.479	89.658	91.254	41.353	53.864	-	-	-	-	-	-	188.602	166.597
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	73.537	16.986	19.118	21.442	277	90.013	646.885	-	18.004	11.499	-	-	757.821	139.940
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	1.314	3.016	26.498	11.993	108.449	167.782	28.737	35.714	3	-	837	1.563	-	-	165.838	220.068
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	346	-	-	-	-	111.800	1.942.776	-	-	(72)	(254)	111.728	1.942.870
Pasivos No Corrientes	597.206	595.519	802.186	587.884	4.675.880	6.695.484	1.970.957	2.138.654	-	-	137.794	181.729	(93.763)	(92.805)	8.090.240	10.106.465
Otros pasivos financieros no corrientes	595.944	594.277	-	-	2.068.905	2.635.045	1.633.591	1.809.851	-	-	-	-	-	-	4.298.440	5.039.173
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	-	-	106.474	107.173	52.080	51.486	-	-	11.374	11.203	-	-	169.928	169.862
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	242.737	121.004	948.363	1.458.477	5.142	5.989	-	-	18.421	63.071	-	-	1.214.663	1.648.541
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	93.763	346.638	929	965	-	-	57.071	58.265	(93.763)	(92.805)	58.000	313.063
Otras provisiones no corrientes	-	-	6.869	4.101	472.493	578.329	76.369	50.493	-	-	7.001	6.099	-	-	582.732	639.022
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	517.644	369.994	103.444	105.228	86.660	82.836	-	-	43.414	42.660	-	-	751.162	600.518
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	1.262	1.242	17.505	9.701	870.181	1.451.714	116.186	137.034	-	-	444	431	-	-	1.005.578	1.600.122
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	17.431	83.084	12.237	13.080	-	-	-	-	69	-	-	-	29.737	96.164
Patrimonio Neto	18.655.790	18.868.489	2.145.690	1.287.305	11.360.469	10.775.564	2.585.583	2.690.010	134.046	2.016.027	1.344.268	1.330.950	(17.653.073)	(17.947.550)	18.572.773	17.020.795
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	18.655.790	18.868.489	2.145.690	1.287.305	11.360.469	10.775.564	2.585.583	2.690.010	134.046	2.016.027	1.344.268	1.330.950	(17.653.073)	(17.947.550)	18.240.083	14.504.837
Capital emitido y pagado	15.799.227	15.799.227	2.201.276	1.320.629	9.373.571	8.983.876	156.976	169.134	-	1.449.384	1.032.451	1.032.451	(12.764.274)	(12.955.474)	15.799.227	15.799.227
Ganancias (pérdidas) acumuladas	6.538.351	4.754.925	(938.037)	(594.136)	544.225	454.206	344.015	221.908	101.343	309.857	245.889	232.590	1.904.400	780.879	8.740.186	6.200.229
Primas de emisión	-	-	-	-	548.747	615.196	27.133	29.235	-	1.575	-	-	(575.880)	(646.006)	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	(20.387)	(22.856)	-	-	-	-	-	-	20.387	22.856	-	-
Otras reservas	(3.681.788)	(3.685.663)	882.451	520.812	914.313	745.142	2.057.459	2.269.733	32.703	255.211	65.928	65.909	(6.237.706)	(5.149.805)	(8.299.330)	(7.494.819)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.332.690	2.516.168
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	19.280.538	18.260.061	3.768.645	2.178.073	20.517.832	22.319.459	5.878.882	6.391.051	893.764	3.969.313	1.628.963	1.648.317	(18.087.837)	(17.901.594)	33.870.687	36.854.680

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES																
Ingreso	82	385	1.055.401	819.204	6.153.317	6.173.347	2.887.601	2.581.248	-	-	255.439	233.779	(6)	(381)	10.351.835	9.807.582
Ingresos de actividades ordinarias	72	367	1.088.575	828.113	5.281.222	5.323.142	2.859.179	2.545.977	-	-	255.335	233.651	(72)	-	9.484.311	8.931.250
Ventas de energía	-	-	1.047.795	794.421	4.557.852	4.599.466	2.074.916	1.889.851	-	-	255.183	230.723	-	-	7.995.746	7.514.464
Otras ventas	-	-	360	2.249	195	244	15.857	14.169	-	-	12	12	-	-	16.424	16.674
Otras prestaciones de servicios	72	367	40.420	31.443	723.175	723.432	788.406	641.957	-	-	140	2.916	(72)	-	1.532.141	1.400.115
Otros ingresos	10	18	(33.174)	(8.909)	872.095	850.205	28.422	35.271	-	-	104	128	67	(381)	867.524	876.332
Materias Primas y Consumibles Utilizados	-	(2)	(701.191)	(617.804)	(3.782.691)	(3.742.849)	(1.564.729)	(1.282.058)	-	-	(106.387)	(116.660)	-	-	(6.154.998)	(5.759.373)
Compras de energía	-	-	(612.868)	(545.962)	(2.368.745)	(2.413.386)	(1.109.818)	(875.716)	-	-	(86.359)	(99.750)	-	-	(4.177.800)	(3.934.814)
Consumo de combustible	-	-	(1)	(12)	(3)	(3)	(53.272)	(50.330)	-	-	-	-	-	-	(53.276)	(50.346)
Gastos de transporte	-	-	(26.532)	(6.131)	(647.989)	(610.475)	(271.905)	(229.824)	-	-	-	(18.638)	(15.046)	-	(965.064)	(861.476)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	(2)	(61.790)	(65.699)	(765.954)	(718.985)	(129.734)	(126.188)	-	-	(1.380)	(1.864)	-	-	(958.858)	(912.738)
Margen de Contribución	82	383	354.210	201.400	2.370.626	2.430.498	1.322.872	1.299.190	-	-	149.052	117.119	(5)	(381)	4.196.837	4.048.209
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	24.908	41.111	68.842	69.305	32.373	26.871	-	-	119	280	-	-	126.242	137.367
Gastos por beneficios a los empleados	(2.175)	(4.316)	(159.970)	(152.959)	(240.162)	(263.190)	(94.344)	(84.398)	-	-	(10.149)	(10.556)	-	-	(506.800)	(515.419)
Otros gastos, por naturaleza	(26.031)	(17.791)	(161.266)	(117.193)	(479.195)	(503.150)	(138.849)	(106.038)	(503)	(118)	(15.053)	(26.682)	15.615	163	(805.282)	(770.809)
Resultado Bruto de Explotación	(28.124)	(21.724)	57.882	(27.641)	1.720.111	1.733.463	1.122.052	1.136.425	(503)	(118)	123.969	80.161	15.610	(218)	3.010.997	2.899.348
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(117.756)	(101.826)	(519.131)	(456.249)	(170.104)	(137.935)	-	-	(37.028)	(34.951)	-	-	(844.019)	(730.961)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(939)	-	-	-	-	31.030	-	-	(4.127)	-	-	(5.891)	(5.066)	25.139
Ganancias por deterioro y reversiones de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	-	-	(22.589)	(13.054)	(159.114)	(174.369)	(11.396)	(8.246)	-	-	(35)	(107)	-	-	(193.134)	(195.776)
Resultado de Explotación	(28.124)	(21.724)	(83.402)	(142.521)	1.041.866	1.102.845	940.652	1.020.274	(503)	(118)	82.779	45.103	15.610	(6.109)	1.968.778	1.997.750
Resultado Financiero	(40.739)	(75.717)	74.166	226.024	(474.289)	(460.291)	(187.003)	(125.537)	7.869	(1.149)	(8.994)	(71.603)	-	-	(628.990)	(508.271)
Ingresos financieros	14.494	1.683	35.360	48.236	221.390	263.858	31.128	47.620	29.591	240	3.033	3.058	-	(31)	334.996	364.664
Efectivo y otros medios equivalentes	14.494	1.679	17.355	26.044	58.999	118.375	11.667	22.415	29.591	68	137	166	-	-	132.243	168.747
Otros ingresos financieros	-	4	18.005	22.192	162.921	145.483	19.461	25.205	-	172	2.896	2.892	-	(31)	202.753	195.917
Costos financieros	(66.068)	(30.772)	(261.390)	(236.596)	(619.850)	(727.142)	(216.164)	(180.776)	(3.534)	(2.362)	(11.648)	(75.435)	-	31	(1.178.654)	(1.253.052)
Préstamos bancarios	(1)	(1.932)	(533)	(91)	(66.480)	(70.707)	(164.530)	(99.622)	(2,353)	(1,599)	-	-	-	-	(233.897)	(173.951)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(17,976)	(17,976)	-	-	(114,224)	(152,656)	(38,034)	(61,238)	-	-	-	-	-	-	(170,234)	(231,870)
Otros	(48,091)	(10,864)	(260,857)	(236,505)	(439,146)	(503,779)	(13,600)	(19,916)	(1,181)	(763)	(11,648)	(75,435)	-	31	(774,523)	(847,231)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	288,375	313,483	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	288,375	313,483
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	10.835	(46.628)	11.821	100.901	(75.829)	2.993	(1.967)	7.619	(18.188)	973	(979)	774	-	2	(73.707)	66.634
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	1.365	452	(54)	(89)	(380)	(385)	(955)	1.034	(83)	(54)	-	-	-	-	(107)	958
Otras ganancias (pérdidas)	343	(120)	1.032	(284.149)	1.774	106.996	52	2.575	506	-	94	11	-	-	3.801	(174.687)
Resultado de Otras Inversiones	-	(806)	221	(279,113)	1,774	295	-	2,315	506	-	-	-	-	-	2,501	(277,309)
Resultados en Ventas de Activos	343	685	811	(5,036)	-	106,701	52	200	-	94	11	-	-	-	1,300	102,622
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(67.155)	(97.109)	(8.258)	(200.735)	568.971	749.185	752.646	898.346	7.789	(1.321)	73.879	(26.489)	15.610	(6.109)	1.343.482	1.315.750
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(114,073)	(8,198)	(22,720)	68,585	(172,789)	(219,454)	(254,074)	(336,557)	(1,822)	(53)	(22,691)	(15,609)	102,186	-	(485,983)	(611,286)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(181.228)	(105.307)	(30.978)	(132.150)	396.182	529.711	498.572	561.789	5.967	(1.374)	51.188	(42.098)	117.796	(6.109)	857.499	804.464
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	2,183,590	281,867	-	-	(295,483)	93	1,888,107	281,960
GANANCIA (PÉRDIDA) Atribuibles a	(181.228)	(105.307)	(30.978)	(132.150)	396.182	529.711	498.572	561.789	2.189.557	280.493	51.188	(42.098)	(177.687)	(6.016)	2.745.606	1.086.424
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	(181,228)	(105,307)	(30,978)	(132,150)	396,182	529,711	498,572	561,789	2,189,557	280,493	51,188	(42,098)	(177,687)	(6,016)	2,745,606	1,086,424
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora															2.465.553	782.738
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras															280.053	303.686

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO																
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(135,665)	(50,174)	159,487	58,579	816,131	535,585	750,372	630,271	(2,488)	386,827	80,939	86,636	563	11,785	1,669,339	1,659,509
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	2,444,085	362,085	(125,409)	(49,247)	(1,177,531)	41,568	(373,854)	(464,990)	3,886,396	(256,822)	(31,785)	(14,564)	(2,131,063)	(392,876)	2,490,839	(774,846)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(968,515)	(254,959)	(3,168)	(51,947)	207,826	(733,808)	(543,770)	(83,485)	(3,413,823)	(117,837)	(29,770)	(97,682)	2,130,499	381,096	(2,620,721)	(958,622)

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

34.4 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 América		Eliminaciones		Totales	
ACTIVOS	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Activos corrientes	74.070	59.992	819.689	811.529	311.608	463.879	198.526	2.165.767	185.971	150.010	(7.431)	(26)	1.582.433	3.651.151		
Efectivo y equivalentes al efectivo	11.586	2.554	252.217	279.512	66.790	184.169	-	-	68.014	48.690	-	-	398.607	514.925		
Otros activos financieros corrientes	16.360	5.476	121.185	62.931	9.893	2.472	-	-	(236)	-	-	-	147.202	70.879		
Otros activos no financieros, corriente	2.592	164	16.946	11.809	10.016	11.943	-	-	4.875	6.710	-	-	34.429	30.626		
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	36.523	36.955	194.192	153.421	82.783	110.176	-	-	64.808	58.609	-	-	378.306	359.161		
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	211	562	178.604	203.506	8.848	1.293	-	-	2.168	1.803	(7.431)	(26)	182.400	207.138		
Inventarios corrientes	-	4.099	44.575	36.279	31.453	46.019	-	-	9.453	8.358	-	-	85.481	94.755		
Activos por impuestos corrientes, corriente	6.798	1.116	11.970	4.703	186	(1.704)	-	-	16.889	25.840	-	-	35.843	29.955		
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	9.066	-	59.368	101.639	109.511	198.526	2.165.767	-	-	-	-	300.185	2.943.712		
Activos no corrientes	86.165	103.081	5.966.723	6.344.567	3.300.401	3.500.166	-	-	1.482.992	1.498.307	-	-	10.816.281	11.446.121		
Otros activos financieros no corrientes	10.513	5.440	351.106	381.375	36	50	-	-	86.923	87.636	-	-	448.578	474.501		
Otros activos no financieros no corrientes	102	-	57.753	69.926	10.966	12.402	-	-	20.066	18.284	-	-	88.887	100.612		
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	73.956	94.874	5.939	5.978	5.998	5.923	-	-	5.30	510	-	-	86.423	107.285		
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	14.815	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.815	-		
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	606	404	54.906	2.187	600.021	646.492	-	-	356.224	356.224	-	-	1.011.757	1.006.307		
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14	488	188.080	219.589	62.313	83.110	-	-	172.952	186.014	-	-	423.359	489.201		
Plusvalía	-	-	-	-	-	-	-	-	1.158	1.158	-	-	1.158	1.158		
Propiedades, planta y equipo	840	561	5.229.731	5.590.878	2.578.872	2.705.519	-	-	810.704	833.979	-	-	8.820.147	9.130.937		
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Activos por derecho de uso	-	-	46.277	54.306	42.195	46.670	-	-	11.285	11.287	-	-	99.757	112.263		
Activos por impuestos diferidos	134	1.314	18.116	20.328	-	-	-	-	3.150	3.215	-	-	21.400	24.857		
TOTAL ACTIVOS	160.235	163.073	6.786.412	7.156.096	3.612.009	3.964.045	198.526	2.165.767	1.628.963	1.648.317	(7.431)	(26)	12.378.714	15.097.272		

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 América		Eliminaciones		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	al 30.09.2024	el 31.12.2023	al 30.09.2024	el 31.12.2023	al 30.09.2024	el 31.12.2023	al 30.09.2024	el 31.12.2023	al 30.09.2024	el 31.12.2023	al 30.09.2024	el 31.12.2023	al 30.09.2024	el 31.12.2023	al 30.09.2024	el 31.12.2023
Pasivos Corrientes	15.020	26.252	893.362	880.098	764.167	792.093	116.102	1.091.567	146.901	135.638	(7.431)	(26)	1.928.121	2.925.622		
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	80.080	80.746	255.500	295.224	-	-	-	-	-	-	335.590	375.970		
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	1.820	2.620	3.392	4.530	-	-	1.601	1.660	-	-	6.813	8.810		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	4.202	955	231.853	244.878	393.459	402.382	-	-	86.670	82.078	-	-	716.184	730.293		
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	2.113	2.349	528.651	496.956	67.224	8.129	-	-	39.789	38.838	(7.431)	(26)	630.346	546.246		
Otras provisiones corrientes	-	-	166	187	35.503	46.246	-	-	-	-	-	-	35.669	46.433		
Pasivos por impuestos corrientes	-	16.018	17.962	20.074	-	25.718	-	-	18.004	11.499	-	-	35.966	73.309		
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Otros pasivos no financieros corrientes	8.705	6.583	32.830	34.637	9.089	9.864	-	-	837	1.563	-	-	51.461	52.647		
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	347	-	-	-	-	116.102	1.091.567	-	-	-	-	116.102	1.091.914		
Pasivos No Corrientes	19.865	31.587	1.110.214	1.299.771	883.470	900.697	-	-	137.794	181.729	-	-	2.151.343	2.413.784		
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	610.501	695.277	665.020	673.509	-	-	-	-	-	-	1.276.521	1.368.786		
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	47.037	52.892	35.883	40.044	-	-	11.374	11.203	-	-	94.294	104.139		
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	2.461	2.201	-	564	-	-	18.421	63.071	-	-	20.882	65.836		
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	350.335	441.000	-	-	-	-	57.071	58.265	-	-	407.406	499.265		
Otras provisiones no corrientes	-	-	16.644	15.754	67.891	45.380	-	-	7.001	6.099	-	-	91.536	67.233		
Pasivo por impuestos diferidos	6.231	14.862	71.258	79.844	86.659	108.779	-	-	43.414	42.660	-	-	207.582	246.145		
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	312	198	-	-	28.017	32.421	-	-	444	431	-	-	28.773	33.050		
Otros pasivos no financieros no corrientes	13.322	16.527	11.978	12.803	-	-	-	-	69	-	-	-	25.369	29.330		
Patrimonio Neto	125.350	105.234	4.782.836	4.976.227	1.964.372	2.271.255	82.424	1.074.200	1.344.268	1.330.950	-	-	8.299.250	9.757.866		
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	125.350	105.234	4.782.836	4.976.227	1.964.372	2.271.255	82.424	1.074.200	1.344.268	1.330.950	-	-	8.299.250	9.757.866		
Capital emitido y pagado	243.501	144.774	4.370.045	4.513.742	156.996	169.155	66.999	1.081.148	1.032.451	1.032.451	-	-	6.869.992	6.941.270		
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(116.220)	(30.327)	205.839	328.095	(31.336)	119.741	12.569	52.534	245.889	232.590	-	-	316.741	702.633		
Primas de emisión	-	-	-	-	28.285	30.477	-	3.187	-	-	-	-	28.285	33.664		
Acciones propias en cartera	-	-	(51)	(57)	-	-	-	-	-	-	-	-	(51)	(57)		
Otras reservas	(1.931)	(9.213)	207.003	134.447	1.810.427	1.951.882	2.856	(62.669)	65.928	65.909	-	-	2.084.283	2.080.356		
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	160.235	163.073	6.786.412	7.156.096	3.612.009	3.964.045	198.526	2.165.787	1.628.963	1.648.317	(7.431)	(26)	12.378.714	15.097.272		

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio	Generación y Transmisión															
	País		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Ingreso	41.936	47.562	867.977	819.116	1.360.135	1.286.955	-	-	-	-	255.439	233.779	(21)	(28)	2.525.466	2.387.986
Ingresos de actividades ordinarias	41.910	44.333	856.202	811.696	1.350.962	1.269.567	-	-	-	-	255.335	233.651	-	-	2.504.409	2.359.247
Ventas de energía	35.832	43.118	856.103	795.436	1.336.443	1.259.818	-	-	-	-	255.183	230.723	-	-	2.483.561	2.329.096
Otras ventas	21	21	99	-	14.434	13.021	-	-	-	-	12	12	-	-	14.566	13.054
Otras prestaciones de servicios	6.057	1.194	-	16.260	85	(3.272)	-	-	-	-	140	2.916	-	-	6.282	17.098
Otros ingresos	26	3.229	11.775	7.420	9.173	17.388	-	-	-	-	104	128	(21)	(26)	21.057	28.139
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(3.910)	(4.069)	(276.200)	(265.290)	(766.189)	(540.958)	-	-	-	-	(106.387)	(116.660)	-	-	(1.152.686)	(926.977)
Compras de energía	(84)	(157)	(204.879)	(200.362)	(562.328)	(364.363)	-	-	-	-	(86.369)	(99.750)	-	-	(853.660)	(664.632)
Consumo de combustible	-	(12)	(3)	(3)	(53.272)	(50.330)	-	-	-	-	-	-	-	-	(63.276)	(60.346)
Gastos de transporte	7	(24)	(71.131)	(63.050)	(103.820)	(86.201)	-	-	-	-	(18.638)	(15.046)	-	-	(193.582)	(164.321)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(3.833)	(3.876)	(187)	(1.875)	(46.769)	(40.064)	-	-	-	-	(1.380)	(1.864)	-	-	(52.169)	(47.679)
Margen de Contribución	38.026	43.493	591.777	553.826	593.946	745.997	-	-	-	-	149.052	117.119	(21)	(26)	1.372.780	1.460.409
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	586	2.782	4.273	3.601	3.301	-	-	-	-	119	280	-	-	6.502	8.440
Gastos por beneficios a los empleados	(6.798)	(6.489)	(15.204)	(16.778)	(37.346)	(34.901)	-	-	-	-	(10.149)	(10.556)	-	-	(69.497)	(68.742)
Otros gastos, por naturaleza	(14.277)	(8.348)	(84.927)	(75.698)	(48.468)	(35.826)	-	-	-	-	(15.053)	(26.682)	-	(3)	(162.725)	(146.557)
Resultado Bruto de Explotación	16.951	29.242	494.428	465.605	511.733	678.571	-	-	-	-	123.969	80.161	(21)	(29)	1.147.060	1.253.550
Gasto por depreciación y amortización	(899)	(2.520)	(140.374)	(117.492)	(56.957)	(47.273)	-	-	-	-	(37.028)	(34.951)	-	-	(236.258)	(222.236)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(939)	-	-	-	-	31.030	-	-	-	-	(4.127)	-	-	-	(5.068)	31.030
Ganancias por deterioro y reversiones de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIF 9	-	(708)	(4.394)	588	(1.418)	(316)	-	-	-	-	(35)	(107)	-	-	(5.847)	(543)
Resultado de Explotación	15.113	6.014	349.660	348.701	453.358	662.012	-	-	-	-	82.779	45.103	(21)	(29)	900.889	1.061.801
Resultado Financiero	(75.644)	(22.014)	(44.847)	2.297	(87.602)	(65.302)	-	-	-	-	(8.994)	(71.603)	1	(1)	(217.086)	(156.623)
Ingresos financieros	14.822	27.009	41.489	32.509	8.443	10.553	-	-	-	-	3.033	3.058	(1)	(32)	67.586	73.097
Efectivo y otros medios equivalentes	3.399	10.711	47.710	66.003	11.643	22.395	-	-	-	-	137	166	-	-	62.889	99.275
Otros ingresos financieros	11.223	16.298	(6.221)	(33.494)	(3.200)	(11.842)	-	-	-	-	2.896	2.892	(1)	(32)	4.697	(26.178)
Costos financieros	(3.048)	(786)	(69.201)	(13.393)	(62.428)	(78.161)	-	-	-	-	(11.648)	(75.435)	1	31	(176.324)	(167.744)
Préstamos bancarios	(9)	-	(42.692)	(46.042)	(164.530)	(99.622)	-	-	-	-	-	-	-	-	(207.231)	(145.664)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	(7.821)	(9.753)	(38.034)	(61.238)	-	-	-	-	-	-	-	-	(45.855)	(70.991)
Otros	(3.039)	(786)	(18.688)	42.402	110.136	82.699	-	-	-	-	(11.648)	(75.435)	1	31	76.762	48.911
Resultados por Unidades de Reajuste	(107.297)	(126.884)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(107.297)	(126.884)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	20.079	78.647	(17.135)	(16.819)	(3.617)	2.306	-	-	-	-	(379)	774	1	-	(1.051)	64.908
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	-	(105)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(105)
Otras ganancias (pérdidas)	-	(286.174)	1.774	106.702	-	156	-	-	-	-	94	11	-	-	1.868	(179.305)
Resultado de Otras Inversiones	-	(280.833)	1.774	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.774	(280.833)
Resultados en Ventas de Activos	-	(5.341)	-	106.702	-	156	-	-	-	-	94	11	-	-	94	101.628
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(60.531)	(302.279)	306.587	457.700	365.756	596.886	-	-	-	-	73.879	(26.489)	(20)	(30)	685.671	725.768
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	17.555	(843)	(73.199)	(114.079)	(112.347)	(225.409)	-	-	-	-	(22.691)	(15.609)	-	-	(190.682)	(365.940)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(42.976)	(303.122)	233.388	343.621	253.409	371.457	-	-	-	-	51.188	(42.098)	(20)	(30)	494.989	369.828
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	135.079	161.454	-	-	(57)	30	135.022	161.484
GANANCIA (PÉRDIDA)	(42.976)	(303.122)	233.388	343.621	253.409	371.457	135.079	161.454	51.188	(42.098)	(77)	-	-	-	630.011	531.312

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio	Generación y Transmisión															
	País		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	21.900	14.741	277.371	(145.413)	6.905	159.952	52.673	262.989	80.939	86.636	(35)	(212)	439.753	378.693		
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(6.433)	(24.935)	(1.538.254)	523.236	(146.003)	(128.401)	(142.977)	(126.979)	(31.785)	(14.564)	(19.000)	(59.736)	(1.884.452)	188.621		
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(8.543)	(30.803)	1.155.133	(458.175)	(114.715)	83.085	(47.564)	(132.932)	(29.770)	(97.682)	19.000	59.736	973.541	(576.771)		

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

b) Distribución

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

Línea de Negocio	Distribución													
	País		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
ACTIVOS	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Activos corrientes	407.298	128.981	2.641.871	3.126.984	630.000	791.509	-	-	1.829.472	-	-	-	3.679.169	5.876.946
Efectivo y equivalentes al efectivo	17.133	3.230	43.731	91.495	115.335	186.948	-	-	-	-	-	-	176.199	281.673
Otros activos financieros corrientes	18.680	4.278	51.603	45.188	778	1.115	-	-	-	-	-	-	71.061	50.581
Otros activos no financieros, corriente	27.460	18.531	417.145	612.047	16.171	34.344	-	-	-	-	-	-	460.776	664.922
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	299.632	79.389	1.816.087	2.050.405	421.584	480.366	-	-	-	-	-	-	2.537.303	2.610.160
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	39	25	9.934	10.201	2.056	1.778	-	-	-	-	-	-	12.029	12.004
Inventarios corrientes	44.354	23.528	254.438	287.417	73.495	83.657	-	-	-	-	-	-	372.287	394.602
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	48.933	30.231	518	3.234	-	-	-	-	-	-	49.451	33.465
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	67	-	-	1.829.472	-	-	-	63	1.829.539
Activos no corrientes	2.593.734	1.535.401	9.406.811	10.316.858	2.206.642	2.250.985	-	-	-	-	-	-	14.207.187	14.103.244
Otros activos financieros no corrientes	3	2	4.481.590	4.571.847	3.583	7.760	-	-	-	-	-	-	4.485.176	4.579.609
Otros activos no financieros no corrientes	3	4	1.574.486	1.699.575	41.069	43.352	-	-	-	-	-	-	1.615.558	1.742.931
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	196.121	251.055	5.757	8.051	-	-	-	-	-	-	201.878	259.106
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	3	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	3
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	78	79	-	-	15.672	16.789	-	-	-	-	-	-	16.750	16.868
Activos intangibles distintos de la plusvalía	122.247	75.118	2.540.847	2.982.546	94.857	120.053	-	-	-	-	-	-	2.767.951	3.177.717
Plusvalía	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Propiedades, planta y equipo	2.470.322	1.459.661	44.066	42.201	2.028.578	2.044.060	-	-	-	-	-	-	4.542.966	3.545.922
Propiedad de inversión	-	-	6.919	7.621	-	-	-	-	-	-	-	-	6.919	7.621
Activos por derecho de uso	1.078	534	70.656	56.051	17.126	10.920	-	-	-	-	-	-	88.860	67.505
Activos por impuestos diferidos	-	-	492.126	705.962	-	-	-	-	-	-	-	-	492.126	705.962
TOTAL ACTIVOS	3.001.032	1.664.382	12.048.682	13.443.842	2.836.642	3.042.494	-	-	1.829.472	-	-	-	17.886.356	19.980.190

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio	Distribución												
	País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS													
Pasivos Corrientes	869.761	324.418	4.156.121	4.635.538	555.488	768.149	-	892.127	-	-	5.581.370	6.620.232	
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	545.336	904.882	117.566	260.427	-	-	-	-	662.902	1.165.309	
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	3	22.743	15.696	2.920	1.086	-	-	-	-	25.663	16.785	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	632.019	231.916	2.116.409	2.153.099	286.350	386.999	-	-	-	-	3.034.778	2.772.014	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	88.913	65.646	1.357.519	1.404.361	123.395	22.227	-	-	-	-	1.569.827	1.492.234	
Otras provisiones corrientes	57.591	21.464	89.492	91.067	5.850	7.618	-	-	-	-	152.933	120.149	
Pasivos por impuestos corrientes	73.537	-	-	-	-	64.283	-	-	-	-	73.537	64.283	
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otros pasivos no financieros corrientes	17.701	5.389	24.622	66.433	19.407	25.509	-	-	-	-	61.730	97.331	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	892.127	-	-	-	892.127	
Pasivos No Corrientes	782.203	556.296	4.250.500	5.486.667	1.087.486	1.237.957	-	-	-	-	6.120.189	7.280.920	
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	1.336.085	1.792.380	968.571	1.136.343	-	-	-	-	2.304.656	2.928.723	
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	54.581	48.589	16.197	11.441	-	-	-	-	70.778	60.030	
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	242.737	121.004	945.661	1.455.885	5.142	5.426	-	-	-	-	1.193.540	1.582.315	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	560.950	154.449	929	965	-	-	-	-	561.879	155.414	
Otras provisiones no corrientes	6.869	4.101	453.991	560.640	8.478	5.113	-	-	-	-	469.338	569.854	
Pasivo por impuestos diferidos	511.412	355.132	28.791	22.733	-	(25.944)	-	-	-	-	540.203	351.921	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	17.193	9.503	870.181	1.451.713	88.169	104.613	-	-	-	-	975.543	1.565.829	
Otros pasivos no financieros no corrientes	3.992	66.556	260	278	-	-	-	-	-	-	4.252	66.834	
Patrimonio Neto	1.349.068	783.668	3.642.061	3.321.637	1.193.668	1.036.388	-	937.345	-	-	6.184.797	6.079.038	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.349.068	783.668	3.642.061	3.321.637	1.193.668	1.036.388	-	937.345	-	-	6.184.797	6.079.038	
Capital emitido y pagado	845.688	503.057	2.076.766	1.811.615	-	-	-	790.352	-	-	2.922.454	3.105.024	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	99.912	40.607	43.007	(205.167)	677.392	472.088	-	118.253	-	-	820.311	425.781	
Otras reservas	403.468	240.004	1.522.288	1.715.189	516.276	564.300	-	28.740	-	-	2.442.032	2.548.233	
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	3.001.032	1.664.382	12.048.682	13.443.842	2.836.642	3.042.494	-	1.829.472	-	-	17.886.356	19.980.190	

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio		Distribución											
País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales		
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES													
Ingreso	1.013.279	771.416	5.274.888	5.329.909	1.691.090	1.442.582	-	-	-	-	7.979.257	7.543.907	
Ingresos de actividades ordinarias	1.046.547	783.633	4.435.972	4.511.678	1.671.861	1.427.577	-	-	-	-	7.154.380	6.722.888	
Ventas de energía	1.011.939	751.344	3.735.346	3.821.589	854.506	740.280	-	-	-	-	5.601.791	5.313.213	
Otras ventas	287	2.157	-	-	1.421	1.148	-	-	-	-	1.708	3.305	
Otras prestaciones de servicios	34.321	30.132	700.626	690.089	815.934	686.149	-	-	-	-	1.550.881	1.406.370	
Otros ingresos	(33.268)	(12.217)	838.916	818.231	19.229	15.005	-	-	-	-	824.877	821.019	
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(697.277)	(612.401)	(3.512.361)	(3.472.069)	(963.908)	(891.565)	-	-	-	-	(5.173.546)	(4.978.035)	
Compras de energía	(612.784)	(545.805)	(2.197.462)	(2.230.582)	(673.676)	(623.424)	-	-	-	-	(3.483.922)	(3.399.811)	
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gastos de transporte	(26.540)	(6.048)	(576.858)	(548.822)	(207.510)	(181.795)	-	-	-	-	(810.908)	(736.685)	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(57.953)	(60.548)	(738.041)	(692.665)	(82.722)	(86.346)	-	-	-	-	(878.716)	(839.559)	
Margen de Contribución	316.002	169.015	1.762.527	1.857.840	727.182	551.017	-	-	-	-	2.806.711	2.567.872	
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	24.908	40.524	60.639	55.165	28.690	23.370	-	-	-	-	114.237	119.059	
Gastos por beneficios a los empleados	(152.921)	(144.571)	(187.002)	(200.085)	(56.335)	(48.810)	-	-	-	-	(396.268)	(393.466)	
Otros gastos, por naturaleza	(146.104)	(105.562)	(361.339)	(389.175)	(89.993)	(64.244)	-	-	-	-	(697.436)	(658.981)	
Resultado Bruto de Explotación	41.885	(60.694)	1.274.825	1.323.745	609.544	461.333	-	-	-	-	1.926.254	1.734.484	
Gasto por depreciación y amortización	(116.610)	(79.081)	(360.382)	(329.819)	(113.017)	(90.312)	-	-	-	-	(690.009)	(499.212)	
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(22.589)	(12.346)	(154.701)	(175.092)	(9.972)	(7.930)	-	-	-	-	(187.262)	(195.368)	
Resultado de Explotación	(97.314)	(142.021)	759.742	818.834	486.555	363.081	-	-	-	-	1.148.983	1.039.904	
Resultado Financiero	157.155	201.968	(476.954)	(488.371)	(99.294)	(67.037)	-	-	-	-	(419.093)	(343.440)	
Ingresos financieros	14.872	15.686	157.137	153.458	22.696	32.089	-	-	-	-	194.705	201.233	
Efectivo y otros medios equivalentes	7.977	8.436	10.082	51.518	-	-	-	-	-	-	18.059	59.954	
Otros ingresos financieros	6.895	7.250	147.055	101.940	22.696	32.089	-	-	-	-	176.646	141.279	
Costos financieros	(300.379)	(257.577)	(616.590)	(603.485)	(123.640)	(95.623)	-	-	-	-	(1.040.609)	(956.685)	
Préstamos bancarios	(524)	(91)	(23.788)	(24.659)	-	-	-	-	-	-	(24.312)	(24.760)	
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	(106.403)	(142.904)	-	-	-	-	-	-	(106.403)	(142.904)	
Otros	(299.855)	(257.486)	(486.399)	(435.922)	(123.640)	(95.623)	-	-	-	-	(909.894)	(789.031)	
Resultados por Unidades de Reajuste	449.998	462.675	-	-	-	-	-	-	-	-	449.998	462.675	
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(7.336)	(18.816)	(17.501)	(38.344)	1.650	6.497	-	-	-	-	(23.187)	(50.663)	
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(54)	16	-	-	81	(845)	-	-	-	-	27	(829)	
Otras ganancias (pérdidas)	-	144	-	-	52	104	-	-	-	-	52	248	
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultados en Ventas de Activos	-	144	-	-	52	104	-	-	-	-	52	248	
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	69.787	60.107	282.788	330.463	387.394	305.313	-	-	-	-	729.969	696.883	
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(28.870)	51.701	(99.665)	(89.683)	(141.478)	(115.176)	-	-	-	-	(270.013)	(153.158)	
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	30.917	111.808	183.123	240.780	245.916	190.137	-	-	-	-	459.956	542.725	
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	43.285	117.147	-	-	43.285	117.147	
GANANCIA (PÉRDIDA)	30.917	111.808	183.123	240.780	245.916	190.137	43.285	117.147	-	-	503.241	659.872	

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio		Distribución											
País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales		
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO													
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	149.470	53.163	562.111	678.939	744.165	480.042	12.271	128.842	-	-	1.468.017	1.340.986	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(118.575)	(72.899)	(675.704)	(661.934)	(228.401)	(213.780)	(83.446)	(130.860)	-	-	(1.106.126)	(1.079.473)	
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(16.597)	38.194	63.461	(73.933)	(429.055)	(296.343)	59.227	11.931	-	-	(322.964)	(320.151)	

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. Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros compromisos

35.1 Garantías directas

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos					
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor contable	al 30.09.2024	al 31.12.2023	
Banco do Nordeste	Enel Distribución Ceará S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Clientes	US\$	4.738	31.494	42.927	
Varios Acreedores	EGP en Brasil	Acreedor	Depósitos en garantía y prenda sobre acciones	Depósitos y acciones*	US\$	491.973	392.627	446.598	
CAF	Enel Distribución Perú S.A.	Acreedor	Hipoteca	Propiedades, planta y equipo	US\$	-	-	5.483	
Total						496.711	424.121	495.008	

(*) Corresponden a títulos de acción que se tienen sobre las compañías de: EGP Cabeça De Boi, EGP Damascena, EGP Delfina A Eólica, EGP Fazenda, EGP Maniçoba Eólica, EGP Morro Do Chapéu I Eólica, EGP Morro Do Chapéu II Eólica y EGP Salto Apiacás.

Al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, el monto de las propiedades, planta y equipo del Grupo gravados como garantía de pasivos asciende a MUS\$ 0 y MUS\$ 5.615, respectivamente. Cabe destacar que al 31 de diciembre de 2023 las propiedades, planta y equipo de Enel Distribución Perú fueron clasificadas como mantenidas para la venta (ver Nota 5.1).

Al 30 de septiembre de 2024, Enel Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de MUS\$ 49.245.535 (MUS\$ 57.924.015 al 31 de diciembre de 2023).

35.2 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 30.9.2024	al 31.12.2023
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\$	42.719	46.223
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\$	214.049	229.260
Préstamo Bancario	SCOTIABANK 4131 III	Febrero 2025	SCOTIABANK	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	36.952	37.117
Préstamo Bancario	SCOTIABANK 4131 IV	Febrero 2025	SCOTIABANK	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	22.150	22.247
Préstamo Bancario	ENEL ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLES FL (LATAM) B	Abril 2038	EUROPEAN INVESTMENT BANK	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	58.001	38.905
Leasing	C22BR3R00003	Junio 2031	BR Properties S.A.	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	9.252	10.411
Préstamo Bancario	BNDES BOA VISTA B1, B2 e B3	Diciembre 2034	BNDES	EGP Boa Vista	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	11.023	13.251
Préstamo Bancario	SAN 4131 EGP- 1	Agosto-2033	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	38.116	43.169
Préstamo Bancario	CHINA 4131 EGP- 1	Agosto-2033	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	39.635	44.931
Préstamo Bancario	SAN 4131 EGP- 2	Agosto-2033	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	34.078	38.614
Préstamo Bancario	CHINA 4131 EGP- 2	Agosto-2033	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	35.469	40.190
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA B A1, A2 e A3	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina B	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	11.391	13.717
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA C B1, B2 e B3	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina C	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	2.668	3.213
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA D A1, A2, A3, C1 e C2	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina D	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	11.410	13.740
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA E A1, A2, A3, D1 e D2	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina E	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	11.465	13.806
Préstamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	EGP Ituverava Norte	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	8.854	10.233
Préstamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	EGP Ituverava Norte	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	8.507	9.832
Préstamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	PROPARCO	EGP Ituverava Norte	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	17.201	19.829
Préstamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA S	Diciembre 2031	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	EGP Ituverava Sul	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	13.281	15.350
Préstamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA S	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	EGP Ituverava Sul	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	12.761	14.748
Préstamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA S	Junio 2032	PROPARCO	EGP Ituverava Sul	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	25.802	29.743
Préstamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA	Diciembre 2031	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	EGP Ituverava	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	8.854	10.233
Préstamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	EGP Ituverava	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	8.507	9.832
Préstamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA	Junio 2032	PROPARCO	EGP Ituverava	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	17.201	19.829
Préstamo Bancario	BNDES SÃO ABRAÃO A1, A2 e A3	Diciembre 2034	BNDES	EGP Sao Abraao	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	11.050	13.284
Préstamo Bancario	BEI 2017	Julio 2033	EUROPEAN INVESTMENT BANK	EGP Perú	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	-	119.445
Préstamo Bancario	ENEL ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLES FL (LATAM) 2021	Diciembre 2036	EUROPEAN INVESTMENT BANK	EGP Perú	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	-	27.535
Préstamo Bancario	BID 2021	Septiembre 2031	INTER-AMERICAN DEVELOPMENT BANK	EGP Perú	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	-	38.937
Total									710.396	947.624

(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.

35.3 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 de 2015, notificó liquidación de impuestos por diferencia del impuesto adicional. Con fecha 1 de abril de 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\$12.157.668 (MUS\$13.540).

b) Juicios pendientes en subsidiarias:

Argentina:

Edesur S.A.

2. Edesur S.A. promovió reclamo administrativo contra el Estado Nacional por los perjuicios del incumplimiento de las obras concernientes al "Plan de Renovación y Repotenciación de Líneas Convencionales y Ampliación de Alumbrado Público" (Plan Más Cerca Eléctrico) que debían ser solventadas por la Autoridad Federal y ejecutado por las jurisdicciones locales en las cuales Edesur S.A. presta su servicio. Los daños se corresponden a los costos de la ejecución de las obras y penalizaciones por deficiente calidad de servicio que Edesur S.A. tuvo que afrontar en las zonas donde no se ejecutó correctamente el plan de infraestructura eléctrica mencionado. Cuantía es de MARS 3.100.000 (MUS\$3.197).

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 MBRL428.956 (MUS\$78.768).
4. Enel Brasil recibió una resolución que rechazó unas solicitudes de compensación presentadas a las autoridades fiscales. Las compensaciones utilizaron saldo negativo del impuesto sobre la renta del año de 2019. La cuantía de este litigio se estima en MBRL188.378 (MUS\$34.591).

Enel Distribución Ceará S.A. (Companhia Energética do Ceará S.A. o "Coelce")

5. 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 considerado datos

imprecisos en el proceso. Enel Distribución Ceará opuso embargos de aclaración en contra de la decisión a la fecha sin resolución. 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 MBRL517.371 (MUS\$95.003).
 - (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 MBRL310.355 (MUS\$56.990).
 - (iii) Cooperativa de Energia, Telefonía e Desenvolvimento Rural – COPERCA x Companhia Energética do Ceará – Coelce. Durante el año 2023 concluyó en abandono de parte de COPERCA. Tras declaraciones sobre el trabajo pericial, actualmente el proceso se encuentra ante un juez para deliberación. El monto involucrado en la demanda es de MBRL269.587 (MUS\$49.504).
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. Se espera instrucción procesal. El monto involucrado en la demanda en relación con los contratos de Enel Distribuição Ceará era de MBRL215.252 (MUS\$39.526).
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. En enero de 2024, las acciones interpuestas por el Consejo General de la Abogacía de Brasil – Sección Ceará (OAB/CE), por el diputado federal Heitor Freire y por el abogado Adriano Alves Pessoa tuvieron resultado favorable para la empresa, extinguiéndose sin análisis de fondo; De ellos, sólo OAB/CE interpuso recurso de apelación y los otros dos fueron archivados. El fallo sobre los casos restantes aún está pendiente. El monto involucrado en las demandas es indeterminado.
9. Se presentó una acción civil pública a través de la cual el Instituto de Defensa de los Consumidores (IPEDC) se cuestiona la inclusión de los costes por hurto de energía reflejados por las distribuidoras en la tarifa ya que los consumidores no podrían pagar por el hurto de energía hecho por otras personas y que la distribuidora debería adoptar las acciones necesarias para su reducción. El 22 de enero de 2024 se interpone el recurso de apelación y se espera el envío del caso al Tribunal Regional Federal. El 16 de abril de 2024 el juez ordenó diligencias las cuales se encuentran pendientes. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.
10. 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 MBRL291.736 (MUS\$53.571).

11. 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 todos los litigios es de MBRL207.299 (MUS\$38.066).
12. 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 MBRL560.350 (MUS\$102.896).
13. Acender Engenharia Ltda. ha presentado una demanda por daños materiales y morales en contra Enel Distribución Ceará (Companhia Energética do Ceará – COELCE) por supuestos incumplimientos contractuales. El 15 de julio de 2024 Enel presentó defensa en el proceso. El monto involucrado en la demanda es MBRL161.434 (MUS\$ 29.644).

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

14. Endicon Engenharia de Instalações e Construções S/A ha presentado una demanda por daños materiales y morales en contra Enel Distribución Río (Ampla Energía e Serviços) y Enel Distribución Ceará (Companhia Energética do Ceará – COELCE) por supuestos incumplimientos contractuales. Se espera instrucción procesal. El monto involucrado en la demanda es de MBRL154.036 (MUS\$28.285).
15. El Sindicato de los Trabajadores de Niterói interpuso una reclamación laboral en contra de Enel requiriendo el pago de diferencias salariales en un 26,05% a partir de febrero de 1989, en virtud del Plan Económico instituido por Decreto Ley N°2.335/87. La acción de rescisión presentada por ENEL fue juzgada desfavorable el 6 de junio de 2022. Enel presentó varios recursos que fueron juzgados desfavorables. En 30 de abril de 2024, Enel presentó un nuevo recurso el cual se encuentra pendiente de resolución. El monto involucrado en la demanda es de MBRL157.228 (MUS\$28.871).
16. 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. El valor del litigio fue reducido en 56% en marzo de 2024, después del pedido de la Compañía para exclusión de la penalidad (y los intereses sobre ella). La cuantía de este litigio se estima en MBRL655.314 (MUS\$120.334).
17. El Estado de Río 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 MBRL151.753 (MUS\$27.866).

18. 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.
19. Acción civil pública interpuesta por la Municipalidad de Paraty, alegando mala calidad del suministro de energía en el Municipio. El proceso se encuentra en fase de ejecución de sentencia. El monto involucrado es indeterminado.
20. Como consecuencia del evento climático del 18 de noviembre de 2023, al 30 de septiembre de 2024 se encuentran activas 4.515 acciones individuales y 19 acciones colectivas interpuestas por representantes Municipales y el Ministerio Público, en las cuales se solicitan medidas cautelares, algunas disposiciones de servicios del distribuidor, suministro de información y, en definitiva, el mantenimiento de las medidas de asistencia, así como la orden de pago de las cantidades por daños morales y materiales individuales y colectivos que se determinarán en el momento procesal oportuno. Por lo tanto, al 30 de septiembre de 2024, del total de 4.515 acciones individuales, el monto es MBRL87.949(MUSD\$16.150). Para las acciones colectivas (19 acciones colectivas) el monto es indeterminado.

Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Eletropaulo)

21. 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. El 10 de abril de 2024, se dictó una decisión de primera instancia desestimando las solicitudes de Enel. Posteriormente, se presentó una apelación, junto con una solicitud de efecto suspensivo sobre la apelación de Eletropaulo para suspender la ejecución de la decisión dictada. El 21 de junio de 2024, se dictó una decisión favorable para Enel. La autorización de la solicitud de Eletropaulo suspendió efectivamente los efectos de los actos administrativos de ANEEL durante la apelación. El monto involucrado en la demanda es de MBRL1.349.647(MUS\$247.832).
22. 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 monto involucrado en la demanda es indeterminado.
23. 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. 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. El 18 de diciembre de 2023 se dictó sentencia de primera instancia a favor de Enel, desestimando las dos acciones populares interpuestas. El 14 de agosto de 2024 la Sala de Derecho Público del tribunal superior del estado emitió decisión de apelación no aceptando el recurso de revisión de Jefferson Araújo. El 28 de septiembre de 2024, tras la decisión favorable en segunda instancia a Enel, el autor de la acción popular no recurrió ante los Tribunales Superiores y la decisión quedó firme. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.
24. 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 19 de septiembre de 2024, Enel presentó recursos de apelación ante los Tribunales Superiores El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

25. 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). El monto involucrado en la demanda es indeterminado.
26. En noviembre de 1998 fueron entregadas por la Caixa Económica Federal tres notificaciones relativas a la supuesta falta de recogida de FGTS durante el período de enero de 1993 a septiembre de 1998. Eletropaulo presentó acción de nulidad para cancelar la deuda. Eletropaulo presentó un recurso especial ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ), a la espera de decisión. El monto involucrado en la demanda es MBRL129.646 (MUS\$23.807).
27. 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 MBRL174.569 (MUS\$32.056).
28. 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 MBRL264.108 (MUS\$48.497).
29. 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 de 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 fue juzgado parcialmente favorable. La Compañía presentó un recurso ante el Tribunal Administrativo de última instancia La cuantía del litigio es de MBRL264.556 (MUS\$48.580).
30. 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 MBRL195.694 (MUS\$35.935).
31. 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). La Compañía obtuvo decisión desfavorable en la segunda instancia administrativa. Fue presentado recurso a la última instancia administrativa. La cuantía del litigio es de MBRL189.671 (MUS\$34.829).
32. 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. La cuantía del litigio es de MBRL174.903 (MUS\$32.117).

33. En julio de 2000, Enel Distribución Sao Paulo presentó una demanda solicitando el reconocimiento de los créditos originados por pagos indebidos de PIS (Contribución al Programa de Integración Social) realizado de conformidad con los Decretos 2.445 y 2.449 /1988, que fueron declarados inconstitucionales por el Tribunal Supremo Federal (STF). La Autoridad Tributaria Federal no ratificó la cuantía total de MBRL733.410 (MUS\$134.674).
34. 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 MBRL253.987 (MUS\$46.639).
35. 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. La cuantía total de los litigios es de MBRL207.209 (MUS\$38.049).
36. 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. El tribunal juzgó a favor de la Autoridad Fiscal. La Compañía interpuso recurso ante el mismo juez solicitando aclaración sobre la decisión. Debido a esta decisión desfavorable, la Compañía pagó las diferencias de IRPJ y CSLL de los últimos cinco años, así como rehízo el saldo de perjuicio fiscal acumulado para todo el período (2013 a agosto de 2024).
37. 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 cuantía de todos los litigios es de MBRL226.983 (MUS\$41.680). Dos casos están esperando juzgamiento final en última instancia judicial con decisión parcialmente favorable. Los valores involucrados son de MBRL100.000(MUS\$18.363) y se estima que la parte favorable fue de MBRL 43.000(MUS\$7.896).
38. 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. La cuantía de todos los litigios es de MBRL309.318 (MUS\$56.799).
39. 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 Líquida (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. La decisión determinó el retorno del caso a primera instancia administrativa para nuevo juicio. La cuantía del litigio es de MBRL899.764 (MUS\$165.221).

40. 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 7 de noviembre de 2023 se determina que la demanda vuelve a primera instancia para (i) producir esta prueba oral y (ii) se dictará una nueva decisión. Enel interpuso un Recurso Especial dirigido al Tribunal Superior contra la anulación de la sentencia de primera instancia. El monto involucrado en la demanda es de MBRL354.499 (MUS\$65.096).
41. 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, 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 MBRL221.453(MUS\$40.665).
42. Como consecuencia de los eventos climáticos del 3 de noviembre, al 30 de septiembre de 2024 se encuentran activas 522 acciones individuales y 6 acciones colectivas presentadas por representantes Municipales, Sindicatos, Partido Político, Ministerio Público y Defensoría Pública, en las cuales se solicitan medidas cautelares, disposiciones de servicios del distribuidor y el suministro de información y/o documentos y, en definitiva, el mantenimiento de las medidas de servicio, así como la orden de pago de las cantidades por daños morales y materiales individuales y colectivos que se determinarán en el momento procesal oportuno. Al 30 de septiembre de 2024, del total de 511 acciones individuales, el monto involucrado es de MBRL14.028 (MUSD\$2.576). Para las acciones colectivas el monto es indeterminado.
43. Eletropaulo ha presentado una acción anulatoria de la decisión administrativa de ANEEL que determinó el pago de una sanción por incumplimiento de los indicadores de calidad del suministro DEC y FEC de 2021 y por considerar que Enel no prestó un servicio adecuado, en lo que respecta a la calidad del suministro eléctrico en São Paulo, con la imposición de multa. El 7 de marzo de 2024, se concedió una orden judicial para suspender el cobro de la multa durante el procedimiento en juicio, que sigue su curso. El monto involucrado en la demanda es de MBRL124.672 (MUS\$22.893).
44. El 9 de febrero de 2024 se recibió una multa de ANEEL, en relación con la calidad del servicio de Enel Distribución Sao Paulo también relacionada con el evento meteorológico ocurrido el 3 de noviembre de 2023. En relación con lo denunciado, el 21 de febrero de 2024 se interpuso recurso administrativo contra la multa, sin embargo, ésta continuó confirmada. Posteriormente, el 25 de abril de 2024, se interpuso una demanda solicitando la anulación de la multa. El 26 de abril de 2024, se concedió una orden judicial para suspender el cobro de la multa durante el procedimiento en juicio, que sigue su curso. El monto de la multa es de MBRL182.787 (MUS\$33.565).
45. 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 de 2003 en adelante para Enel Distribución Sao Paulo y para Enel Distribución Rio, mayo de 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 MBRL2.960.057 (MUS\$543.548), MBRL197.742 (MUS\$36.311) y MBRL2.754.381 (MUS\$505.780), 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.

Considerando la interpretación de las autoridades fiscales, Enel SP y CE interpusieron un litigio para garantizar su respectivo derecho a compensar todo el crédito de PIS y COFINS reconocido por la decisión definitiva sin limitación de tiempo. En mayo y junio de 2024 fueron dictadas sentencias juzgando integralmente procedente las acciones. En el caso Ceará, la autoridad fiscal presentó un recurso, y en septiembre de 2024 fue juzgado favorable el recurso de la hacienda. La Compañía presentó un recurso al mismo juez solicitando aclaraciones de la decisión.

En 29 de diciembre de 2023, fue publicada una Medida Provisional 1 que trata de las compensaciones tributarias, creando límites para la utilización de créditos provenientes de una decisión judicial definitiva y estableciendo que las compensaciones podrán ser realizadas tras 5 años. La mencionada Medida Provisional fue convertida en Ley.

Las Compañías seguirán adoptando los procedimientos de recuperación del crédito tributario de acuerdo con las previsiones legales y presentaron los cálculos del crédito fiscal en respuesta a la solicitud de la Autoridad Tributaria Fiscal.

46. Enel Distribución Sao Paulo, la compañía tiene 2 acciones judiciales (periodo de diciembre 2003 hasta diciembre de 2014 y enero de 2015 en 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 acción. El litigio fue suspendido hasta que el primero sea juzgado. Además, es importante señalar que, la Compañía en forma simultánea al reconocimiento de estos impuestos por recuperar, ha reconocido un pasivo de orden regulatorio por los mismos montos.
47. Eletropaulo ha presentado una acción de cobro contra CTEEP por el monto valor histórico de R\$1,8 mil millones, que actualmente asciende a R\$ 2,1 mil millones (MUS\$419.534) cuyo origen es una deuda con Eletrobras (contraída previamente a la privatización de la Sociedad) y que fue objeto de un acuerdo por parte Compañía en 2018, excepto por su derecho a cobrar del deudor real (CTEEP). En el entendimiento de la Compañía y sus asesores legales y árbitros contratados, en virtud de la decisión de la Compañía ocurrida en 1998, y con anterioridad a su privatización, la deuda en cuestión fue transferida a la Compañía Paulista de Transmisión – EPTE (predecesor de CTEEP), en términos del protocolo de división de 22 de diciembre de 1997. Por tanto, la CTEEP es responsable de la deuda. Enel presentó recursos a los Tribunales Superiores. El 17 de mayo de 2024, se resolvió suspender el trámite de nuestros recursos. Los montos involucrados en la demanda son 13% del valor actualizado de la acción, que correspondería a MBRL285.795 (MUS\$52.480).

Enel Cien S.A.

48. 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 en primera y segunda instancia. A la espera de juzgamiento del recurso de Tractebel tercera instancia. El monto involucrado en la demanda era de MBRL764.206 (MUS\$140.329).

Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.

49. Acá tributaria emitida por la Autoridad Tributaria Federal para cobrar PIS y COFINS debido a la no aceptación de créditos de estas contribuciones sobre los costes relacionados con la importación de energía. La Compañía presentó sus descargos y espera la decisión administrativa. La cuantía del litigio es MBRL443.286 (MUS\$81.399).
50. Acción civil pública promovida por el Ministerio Público de Piauí (MP/PI) contra Alba Energia Ltda. y Enel Brasil S.A., en relación con el Complejo Solar São Gonçalo y el supuesto incumplimiento de las medidas previstas en el Acuerdo de Ajuste de Conducta y Acuerdo Sustitutivo de Multa Ambiental y Levantamiento de Embargo («TAC») firmado por Alba con la SEMARH (Secretaría de Estado de Medio Ambiente y Recursos Hídricos) en septiembre de 2020. Los principales riesgos están asociados a la posible concesión de la medida cautelar solicitada por el Ministerio Público, bajo pena de una multa diaria. El 8 de octubre de 2024 el juez otorgó la medida cautelar solicitada. Las empresas aún no han sido citadas. La cuantía es MBRL 200.000 (MUS\$ 36.725).

Colombia:

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

51. En demanda de Acción Popular que cursa en el Tribunal Administrativo del Huila contra Enel Colombia S.A. (ex Emgesa), – Nación – Ministerio de Ambiente y Desarrollo y Ministerio de Minas y Energía, Comepez y Otras empresas piscícolas y pescadores artesanales, solicitan la protección de los derechos colectivos y de medio ambiente sano, salubridad pública, seguridad alimentaria, y que se ordene a las entidades realizar de manera inmediata medidas correctivas y preventivas necesarias para que cese el peligro inminente de una mortalidad masiva en los proyectos piscícolas del embalse Betania, con ocasión del llenado del embalse y la operación de El Quimbo. Ocurrida ya la sentencia de primera instancia, estableció algunas obligaciones que tienen por objeto implementar un proyecto de descontaminación. Actualmente, esta demanda se encuentra en segunda instancia. Este proceso no tiene una cuantía por tratarse de una acción de protección a derechos colectivos. Se encuentra pendiente de fallo.
52. Demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho presentada por Emgesa contra La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR). La CAR mediante Resoluciones 506, de 28 de marzo de 2005, y 1189 de 8 de julio de 2005, impuso a Enel Colombia S.A. (ex Emgesa), la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EEAB) la ejecución de unas obras en el embalse de El Muña. Enel Colombia S.A. (ex Emgesa) interpuso demanda en contra de dichas resoluciones buscando su nulidad. En cuanto al estado procesal, se dictó sentencia de primera instancia rechazándose la nulidad de estas resoluciones. Se interpusieron recursos de apelación por Emgesa, EEB y EEAB, los que se encuentran pendientes de resolución. Existe además una acción paralela, de nulidad y restablecimiento iniciado por Emgesa en contra de la CAR, en esta demanda el 8 de abril de 2022 se dictó fallo negando nuestras pretensiones, se presentó recurso de apelación ante el Consejo de Estado, esperamos fallo de segunda instancia en 2027. La cuantía involucrada en este litigio es de MCOP 161.270.000 (MUS\$38.636).
53. Acción de grupo por inundaciones Barrio Bosa y Kennedy en Bogota DC. La Alcaldía de Bogotá, el Ministerio de Ambiente, la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá, la Superintendencia de Servicios Públicos y Enel Colombia SA ESP (Ex Emgesa), fueron demandados por un grupo de habitantes de estos sectores solicitando una indemnización por las inundaciones ocurridas en los años 2010 y 2011, a causa del desbordamiento del río Bogotá. En lo referente a Enel Colombia SA ESP (Ex Emgesa), el demandante señala que existe responsabilidad por la operación de las compuertas de la Central Alicachín. No obstante, la Compañía en su defensa argumenta que la operación de las compuertas no generó estas inundaciones, por cuanto la descarga, en caso de presentarse, no alcanza a llegar a los barrios mencionados en la demanda e igualmente, la inundación se produjo por el mal estado del sistema de acueducto y alcantarillado del sector. Este litigio se encuentra en etapa probatoria y recientemente el Juzgado a cargo del proceso ordenó a la parte demandante la elaboración de un informe de experto para determinar la cuantía del proceso. Según la demanda, el litigio tiene una cuantía de MCOP2.222.742.173 (MUS\$532.516).

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

54. Acción de Grupo en contra de Enel Colombia S.A. (ex Codensa S.A. ESP), presentada por varios Conjuntos Residenciales entre ellos el Centro Médico de la Sabana, la cual se cursa ante el Juzgado Primero Administrativo de Bogotá D.C. donde pretenden que esta empresa les devuelva lo que supuestamente se les ha cobrado en exceso por no aplicar el beneficio tarifario que según ellos les correspondería como usuarios pertenecientes al Nivel de Tensión Uno y propietarios de la infraestructura, según lo establece la Resolución 082 de 2002,

modificada por la resolución 097 de 2008. El proceso se encuentra para fallo de primera instancia actualmente. La cuantía estimada es MCOP337.626.840 (MUS\$80.887).

55. Acción popular de Henry Andrew Barbosa contra Enel Colombia S.A. (ex Codensa S.A. ESP) y la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos del Distrito Capital de Bogotá (UAESP). Mediante el fallo de acción popular se ordenó que Enel Colombia S.A. (ex Codensa S.A. ESP) y la UAESP reliquidaran el Convenio de Alumbrado Público de 1997 suscrito entre ellas, determinó que había 8.661 luminarias menos de las que Codensa efectivamente consideró en su facturación. Las partes acordaron en el año 2014 la reliquidación y realizaron una transacción para los periodos 1998 a 2004, quedando una obligación a pagar de Enel Colombia S.A. (ex Codensa S.A. ESP). La UAESP da inicio al cobro ejecutivo por MCOP113.082.894 (MUS\$27.092), y el 4 de septiembre de 2024 emite la Resolución No. 007 por la cual liquida la obligación en la suma de MCOP342.442.453 (MUS\$82.041).
56. Acción de grupo Alfonso Jimenez Cuesta por cobro de sanciones a usuarios. Se demanda a Enel Colombia S.A. ESP (Ex Codensa) por parte de un grupo de usuarios, por indemnización por las sanciones que impuso la anterior Codensa, a quien dolosamente hubiera alterado la medida de su consumo. Dicho artículo fue declarado nulo posteriormente por el Consejo de Estado, lo que llevo al accionante a interponer la mencionada demanda, aduciendo que se tenía que responder por los dineros cobrados a los usuarios durante la vigencia del artículo antes mencionado. En nuestra defensa, Codensa actuó en cumplimiento de la ley, mientras estuvo vigente. Este litigio está en etapa probatoria. Este juicio tiene una cuantía de MCOP150.000.000 (MUS\$35.936).
57. Proceso declarativo de Inversiones Los Almendros Del Norte Ltda. Reclama el demandante que construyó tres circuitos eléctricos en el año 1998 ubicados en la Carrera 118 N° 128-34, para ser entregados a Enel Colombia S.A. ESP (Ex Codensa) para la prestación del servicio público de energía y que no han sido pagados o reconocidos por el grupo, por tanto se está incumpliendo la Resolución CREG 070/2008 que refiere a la remuneración por uso de activos, solicitando por ello el pago de daño emergente y lucro cesante. En nuestra defensa, el circuito hacia parte de los activos de distribución entregados por la Empresa de Energía Bogotá para la creación de Codensa SA ESP y desde el año 1998 los ha explotado y conservado, por tanto, cualquier reclamación esta prescrita al haber transcurrido más de 30 años. El Juzgado negó la prosperidad de las excepciones previas presentadas por Enel, la decisión fue apelada y se encuentra en trámite. La cuantía de la demanda es de MCOP132.191.499 (MUS\$31.670).

En relación a los litigios anteriormente descritos, el Grupo ha constituido provisiones por MUS\$43.108 al 30 de septiembre de 2024 (ver Nota 24). 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.

35.4 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
Tipo instrumento con restricción	Línea de crédito	Línea de crédito no comprometida
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, por cualquier monto en mora.
Acreedor	BBVA, S.A. New York Branch	Banco Santander Chile
Número de inscripción	-	-
Nombre indicador o ratio financiero	Cross default	Cross default
Periodicidad de la medición	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.
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.
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.
Cumplimiento SI/NO	Si	Si
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	-	-
Restricciones financieras	Enel Américas	Enel Américas
Tipo instrumento con restricción	Bonos Yankee	Bonos Yankee
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	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	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
Periodicidad de la medición	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\$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\$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\$30 millones de forma individual.
Cumplimiento SI/NO	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 Ceará	Enel Distribución Ceará	Enel Distribución Sao Paulo	EGP Volta Grande
Tipo instrumento con restricción	Bonos 5ta y 6ta Emisiones	Bonos 8va, 9va y 11ma Emisiones	Bonos 24ta, 25ta, 26ta y 27ma Emisiones	Bonos 1ra Emisión
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA 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)	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)
Número de inscripción	ISIN: BRCOCEDBS085; BRCOCEDBS0B1	BRCOCEDBS0E5; BRCOCEDBS0F2	ISIN: BRELPLDBS0X2; BRELPLDBS0Y0; BRELPLDBS100; BRELPLDBS118; BRELPLDBS126	BREGVGDBS009; BREGVGDBS017
Nombre indicador o ratio financiero	Deuda Financiera Neta / EBITDA	Deuda Financiera Neta / EBITDA	Deuda Financiera Neta / EBITDA Ajustado	Deuda Financiera Neta / EBITDA
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA.	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA.	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA Ajustado más Pérdidas por desactivación de bienes y derechos	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 4,00.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	2,47	2,48	1,05	1,73
Cumplimiento SI/NO	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Deuda Financiera, Caja, EBITDA	Deuda Financiera, Caja, EBITDA	Deuda Financiera, Caja, EBITDA;	Deuda Financiera, Caja, EBITDA

Restricciones financieras	Enel Distribución Ceará	Enel Distribución Sao Paulo
Tipo instrumento con restricción	Cred. con Inst. Fin.	Cred. con Inst. Fin.
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.
Acreedor	Citi, Scotiabank y Sumitomo	Scotiabank
Número de inscripción	-	
Nombre indicador o ratio financiero	Deuda Financiera Neta / EBITDA	Deuda Financiera Neta / EBITDA Ajustado
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA.	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA Ajustado más Pérdidas por desactivación de bienes y derechos
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	2,48	1,05
Cumplimiento SI/NO	Sí	Sí
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	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. La exposición de obligaciones asociadas a estos covenants se encuentran en nota 19 ítem Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor, Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas por Deudor, e Individualizaciones de Obligaciones con el Público No Garantizadas por Deudor.

Al 30 de septiembre de 2024, 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. Así como también la Administración no tiene conocimiento de hechos o circunstancias que indiquen que la Compañía pueda tener dificultades para cumplir estos covenants durante o después del período sobre el que se informa.

35.5 Otras informaciones

(i) Enel Generación El Chocón S.A.

Central Vuelta Obligado (VOSA)

A partir del año 2015 se produjo la operación inicial de la Central Vuelta Obligado (VOSA) a ciclo abierto con dos turbinas de gas de 270 MW cada una. Con fecha 20 de marzo de 2018, CAMMESA habilitó la operación comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista, de las dos unidades TGs y TV en su funcionamiento como ciclo combinado de la Central Vuelta de Obligado Térmica, por hasta 778,884 MW (potencia neta).

Conforme lo previsto en el Acuerdo 2008-2011 que dio origen y sustento al Proyecto de la Central Vuelta de Obligado, a partir de la Habilitación Comercial de las instalaciones, entraron en vigencia a) el Contrato de Abastecimiento ("PPA" entre el Fideicomiso Central Vuelta de Obligado y CAMMESA), y b) el Contrato de Gerenciamiento de la Operación y Gestión del Mantenimiento ("COyM" entre el Fideicomiso Central Vuelta de Obligado y la Sociedad Gerenciadora CVOSA). Este hecho singular, marcó el comienzo de la devolución en 120 cuotas mensuales y consecutivas de las LVFVD (Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir) aportadas por los accionistas al momento de realizarse el proyecto. El 07 de febrero de 2019, VOSA suscribió con CAMMESA tanto el Contrato de Abastecimiento, el Contrato de Operación y Gestión del Mantenimiento como los contratos de prenda y cesión en garantía. Desde el mes de marzo 2019, las Sociedades comenzaron a percibir el cobro de las cuotas mensuales. Al 30 de septiembre de 2024, la subsidiaria de generación en Argentina, Enel Generación El Chocón S.A., ha cobrado 76 cuotas de las 120 pactadas.

El saldo pendiente por cobrar al 30 de septiembre de 2024 asciende a MUS\$ 103.455 (MUS\$ 124.922 al 31 de diciembre de 2023). (Ver Nota 9).

(ii) Edesur:

Acta Acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones

El 29 de diciembre de 2022, en el marco del "Régimen Especial de Regularización de Obligaciones" y del "Régimen Especial de Créditos" establecidos por el artículo 87 de la Ley No 27.591, que fuera prorrogada por disposición del Decreto PEN 88/2022, se celebró un acta acuerdo entre la Secretaría de Energía y el ENRE, por una parte, y Edesur, por la otra, de la que CAMMESA fue notificada en el mismo acto. Esta acta acuerdo contempló lo siguiente: (a) el reconocimiento por parte de Edesur de la deuda con CAMMESA y el MEM; (b) el reconocimiento de un crédito a Edesur por parte de la Secretaría de Energía, aplicable a la compensación parcial de la deuda reconocida, y (c) la determinación de un plan de pagos para la deuda del punto (a) luego de la compensación mencionada en (b), cuyo pago queda limitado al otorgamiento por parte del ENRE de la recomposición del VAD. Además, Edesur se obligó a aplicar un monto equivalente a una parte del crédito reconocido, a regularizar la deuda de los usuarios morosos alcanzados por las políticas implementadas en beneficio de la demanda, así como a presentar las rendiciones de cuentas del plan de inversiones asociado al mecanismo de la Resolución SE No 371/2021 que promovió la ejecución de inversiones destinadas a la eficiencia energética y a la mejora de la calidad del servicio de distribución de energía eléctrica. Los efectos de este acuerdo impactaron en los resultados del ejercicio 2022 de la siguiente manera: reconocimiento de Otros ingresos de explotación por MARS 38.979.862 (MUS\$ 220.083); menores "Costos financieros" por MARS 13.728.100 (MUS\$ 77.509), y su correspondiente impacto en la línea "Impuesto sobre sociedades".

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

Respecto al “Acta Acuerdo Régimen Especial de Obligaciones” (artículo 87 de la Ley N° 27.591 de Presupuesto General de la Administración Nacional para el ejercicio 2021), el 18 de mayo de 2023, con el alcance establecido en el acta acuerdo del 29 de diciembre de 2022, se implementó el plan de pagos con CAMMESA, que considera un plazo de 96 cuotas mensuales, una tasa de interés equivalente al 50% de la vigente en el M.E.M. y un mecanismo de cancelación de cuotas mensuales escalonadas crecientes. La primera cuota se canceló el 25 de septiembre de 2023.

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

Asimismo, al 30 de septiembre de 2024 se reconoció una cuenta por pagar por el beneficio de una tasa de interés inferior a la del mercado, que ascendió a MARS 17.001.695 (MUS\$ 17.532), ver nota 23.

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 (MUS\$ 24.643), que corresponde a las facturas emitidas por CAMMESA durante el período mencionado, netas de los pagos parciales realizados. Se revierten recargos e intereses. La mencionada deuda fue convertida a megavatios hora (MWh) resultando una deuda consolidada de 5.175.420,24 MWh. El plan de pago establece que Edesur pagará en 96 cuotas iguales, mensuales y consecutivas. El monto mensual de las cuotas se determinará en pesos tomando los MWh totales divididos entre 96 cuotas por el precio de conversión aplicable en el mes correspondiente. El vencimiento de la primera cuota ocurrió el 25 de septiembre de 2023.

El mismo 18 de mayo de 2023, se firmó un “Contrato de cesión de créditos en garantía”, en cumplimiento de lo previsto en la Cláusula Séptima del Acta Acuerdo del 29 de diciembre de 2022 y en la Cláusula Quinta del Acta Acuerdo por el Plan de Regularización de Deudas (Art. 89 de la Ley N° 27.701 y Resolución SE N° 56/2023). En función de este contrato de cesión, Edesur garantiza a CAMMESA el pago de la facturación corriente por la compra de energía y el pago de los planes descriptos en esta nota. Para ello, cede irrevocablemente en garantía la totalidad de los fondos presentes o futuros que ingresen bajo cualquier concepto en la cuenta recaudadora del Banco Provincia de Buenos Aires indicada en dicho contrato. Este contrato se encontrará vigente durante 102 meses contados a partir del 18 de mayo de 2023.

Por último, el 7 de agosto de 2023, la Secretaría de Energía y Edesur suscribieron el “Acta acuerdo para la implementación de obras de corto y mediano plazo de Edesur S.A.” sobre la base de la cual, con fecha 31 de agosto de 2023, CAMMESA y Edesur firmaron un tercer contrato de mutuo y cesión de créditos en garantía para el financiamiento de las obras de alta tensión allí especificadas por un monto total de MARS 12.245.000 (MUS\$ 15.145).

Este financiamiento será efectivizado a través de un anticipo equivalente al 60% del monto total y de un desembolso final equivalente al 40% restante. En este sentido, el anticipo se efectivizó mediante la compensación de MMARS 6.000 (MUS\$ 6.187) de la facturación emitida por CAMMESA con vencimiento en agosto de 2023 más una transferencia de MMARS 1.347 (MUS\$ 1.389) que la Sociedad recibió el 31 de agosto de 2023. El desembolso final, por su parte, será concretado dentro de los treinta días corridos posteriores a la finalización de las obras

comprometidas, conforme lo establezca CAMMESA. Los montos podrán ser ajustados siempre y cuando CAMMESA reciba instrucción escrita por parte de la Secretaría de Energía en la que se consignen los ajustes, de acuerdo con la verificación y control previo del ENRE.

Respecto al repago de este financiamiento, el acta suscripta con la Secretaría de Energía establece que, oportunamente, el ENRE deberá contemplar los recursos necesarios en el marco de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) en curso. Por su parte, la Secretaría de Energía establecerá los plazos y condiciones no antes de los ciento ochenta días desde la entrada en vigencia de los cuadros tarifarios que surjan de la mencionada RTI y donde se otorgue expreso tratamiento a este financiamiento, considerando una tasa de interés equivalente al rendimiento medio obtenido por CAMMESA en sus colocaciones financieras.

En garantía del fiel cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones asumidas por Edesur bajo este contrato y del repago del financiamiento, la Sociedad cede y transfiere a favor de CAMMESA los créditos que, por cualquier concepto, tenga en el M.E.M. Dicha cesión en garantía se mantendrá vigente hasta la total cancelación del financiamiento.

Acuerdo Marco 2022

Con fecha 21 de diciembre de 2022, entre el Estado Nacional, la provincia de Buenos Aires y las empresas distribuidoras Edesur y Edenor, se firmó el "Acuerdo sobre reconocimiento de consumos de energía eléctrica en barrios populares de la provincia de Buenos Aires" correspondiente al período comprendido entre enero y diciembre de 2021. El Estado Nacional y la provincia de Buenos Aires se comprometieron a compensar a las distribuidoras a través de un crédito en sus facturas de compra de energía eléctrica a CAMMESA, que se hizo efectivo durante los primeros meses del año 2023. Por este acuerdo, la Sociedad reconoció Otros ingresos de explotación por MARS 1.735.650 (MUS\$ 9.800) al cierre del ejercicio 2022.

Suministro Eléctrico en Barrios Carenciados

Con fecha 30 de agosto de 2023, el Estado Nacional, la provincia de Buenos Aires y Edesur celebraron el "Convenio de renovación del acuerdo sobre reconocimiento de consumos de energía eléctrica en barrios populares de la provincia de Buenos Aires período 2022-2023". El convenio establece el reembolso a Edesur del precio estacional de la energía y de la potencia en el M.E.M. utilizados para el cálculo de la tarifa de usuarios residenciales definida como Nivel 2 más los cargos relacionados al servicio público de transporte de energía eléctrica y el gravamen correspondiente al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE) para el período comprendido entre enero de 2022 y diciembre de 2023.

El Estado Nacional aportará el 57,53% y la provincia de Buenos Aires, el 42,47% restante sobre los consumos de los medidores colectivos de los barrios populares objeto de este convenio auditados por el ENRE. Con el objeto de percibir estos aportes, Edesur podrá utilizarlos para compensar con la factura corriente por la compra de energía, como parte de pago, según lo instruya la Secretaría de Energía y conforme la liquidación efectuada por CAMMESA. En el caso de los aportes correspondientes a la provincia de Buenos Aires, esta realizará las transferencias a CAMMESA por cuenta y orden de Edesur.

Los importes correspondientes al ejercicio 2022 informados por el ENRE arrojaron un ingreso de MARS 1.653.124, (MUS\$9.334) mientras que, para el período entre el 1° de enero de 2023 y el 31 de diciembre de 2023, se estimaron ingresos por un total de MARS 2.467.716 (MUS\$3.052). Al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, el saldo pendiente de cobro asciende a MARS 382.442 (MUS\$394) y MARS 1.356.940 (MUS\$1.678), respectivamente.

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 449.072.525 (MUS\$ 463.075) al 30 de septiembre de 2024. 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 septiembre de 2024 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.

36. 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 septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, respectivamente, era la siguiente:

Pais	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Argentina	3.610	3.630
Brasil	8.724	8.040
Colombia	2.229	2.283
Costa Rica	30	32
Chile	19	20
Guatemala	89	92
Panamá	87	92
Perú (*)	45	1.087
Total	14.833	15.276
Promedio	14.527	14.981

(*) Las operaciones de Perú durante el ejercicio 2023 cumplieron las condiciones para ser consideradas operaciones discontinuadas. Al cierre del primer semestre de 2024 se concretó la venta de las principales subsidiarias peruanas. Para más información ver nota 5.1.

37. Sanciones

Las principales sanciones que han recibido las compañías del Grupo se describen a continuación:

Subsidiarias

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

- Al 30 de septiembre de 2024, se encuentra pendiente de resolución una multa ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. También existen multas por demora en compensaciones de tributos federales. El monto involucrado es de MBRL84.502 (MUS\$15.517).
- En mayo de 2023 la compañía fue multada por el órgano de defensa del consumidor local ante la demora para restablecer el suministro de energía en Petrópolis en febrero de 2023. El monto total de la multa es de MBRL16.867 (MUS\$3.097).
- El 20 de diciembre de 2023 recibimos una notificación del órgano nacional de defensa del consumidor (SENACON) por incumplimiento de las disposiciones del CDC (falta de prestación de servicios e interrupción del suministro eléctrico - servicio público), relativas al evento climático ocurrido el 18 de noviembre de 2023. Enel recurrió de la multa y espera una decisión final. El monto total involucrado es de MBRL13.067 (MUS\$ 2.399).
- Al 14 de junio de 2024, fue multada por el órgano nacional de defensa del consumidor (SENACON) ante la demora para restablecer el suministro de energía en el Estado del Rio de Janeiro en el período de la crisis climática de 18 a 22 de noviembre de 2023. Enel recurrió de la multa y espera una decisión final. El monto total involucrado es de MBRL 13.067 (MUS\$2.399).
- El 15 de abril de 2024, ANEEL multó en relación con la calidad del servicio, multa relacionada con el evento meteorológico ocurrido el 18 de noviembre de 2023, por el monto total de MBRL56.402 (MUS\$10.357). El 25 de abril de 2024 se interpuso recurso administrativo cuestionando la multa, estamos a la espera de la decisión de la ANEEL sobre el resultado del recurso

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

- El 31 de mayo de 2023 se recibió sanción administrativa por infracción de la Resolución Normativa ANEEL N° 1.000/2021, del Código de Protección al Consumidor (CDC), y Contrato de Concesión. Después de la defensa de la Compañía, el 17 de mayo de 2024 fue confirmada la sanción administrativa, imponiendo una multa por el valor de MBRL17.249 (MUS\$3.167). Cumplido el proceso se interpuso una acción de nulidad con el objetivo de pagar o reducir la multa.
- El 25 de abril de 2024, se recibió una sanción administrativa por cortes de energía eléctrica en varios municipios de Ceará durante la víspera de Año Nuevo por el valor de MBRL9.935 (MUS\$1.824). Se interpuso un recurso administrativo el 5 de mayo de 2024, se encuentra pendiente la decisión del órgano colegiado.
- El 6 de agosto de 2024, ANEEL multó a Enel CE en relación con la calidad y continuidad del suministro eléctrico, aplicándose una multa de MBRL 28.550 (MUS\$ 5.243). La ENEL Ceará interpuso recurso administrativo contra la sanción impuesta y actualmente se encuentra a la espera de análisis por parte del Regulador.

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

- El 3 de abril de 2024, la empresa recibió la Notificación de Infracción 000253-D, que le imponía una multa de MBRL12.915 (MUS\$2.372) de la Fundación de Protección y Defensa del Consumidor relativa a 30 reclamaciones individuales de consumidores (reclamaciones varias), relativa a las interrupciones del suministro eléctrico durante el periodo de los fenómenos meteorológicos; y relativa a las interrupciones del suministro eléctrico del 15 al 19 de marzo de 2024.
- El 6 de marzo de 2024, se recibió una notificación del SENACON por incumplimiento en la prestación de servicios e interrupción del suministro eléctrico, relativas a los fenómenos meteorológicos de días de noviembre y diciembre de 2023 y febrero de 2024. Tras la presentación de la defensa, se impuso una multa por un total de MBRL13.067 (MUS\$2.399). El recurso administrativo de SENACON está pendiente de evaluación. El 12 de junio de 2024, ENEL interpuso un recurso administrativo, el que se encuentra pendiente.
- El 18 de noviembre de 2023 se recibió una multa de la Fundación de Protección y Defensa del Consumidor-PROCON SP, debido al evento climático del 3 de noviembre de 2023, atendido que ENEL - SP no prestó servicios de forma adecuada, eficiente, segura y continua. El monto involucrado en el caso es de a MBRL12.793 (MUS\$ 2.349).
- Al 30 de septiembre de 2024, se encuentra pendiente de resolución, multa ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración, con un monto total involucrado de MBRL6.946 (MUS\$ 1.275).

En relación a las sanciones anteriormente descritas, el Grupo no ha constituido provisiones al 30 de septiembre de 2024 (ver Nota 24). Existen otras sanciones que tienen provisiones asociadas, pero que no son descritas en esta nota, ya que individualmente representan montos de menor cuantía. La Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por sanciones, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

38. Medio ambiente

Los gastos ambientales por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023, 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]	2024						2023
				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	824	824	-	3.303	31/12/2026	4.127	3.145
	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	En proceso	228	-	228	-	-	228	214
	Desmantelamiento PCBS	Colombia con la ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la resolución del Ministerio de Medio Ambiente 222 del 15 de diciembre de 2011, se reconoció la provisión por desmantelamiento de transformadores contaminados con PCBS.	En proceso	1.003	1.003	-	4.150	31/12/2027	5.153	5.615
	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	170	170	-	388	31/12/2024	558	201
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	Terminado	112	-	112	-	-	112	49
Total				2.337	1.997	340	7.841	-	10.178	9.224

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	2023				Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro		
Enel Colombia S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Ley 99	En proceso	165	165	-	2.980	31/12/2026	3.145
	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	En proceso	214	-	214	-	-	214
	Desmantelamiento PCBS	Colombia con la ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la resolución del Ministerio de Medio Ambiente 222 del 15 de diciembre de 2011. se reconoció la provisión por desmantelamiento de transformadores contaminados con PCBs.	En proceso	1.242	1.242	-	4.373	31/12/2027	5.615
	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	54	54	-	147	31/12/2023	201
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	En proceso	49	-	49	-	-	49
Total				1.724	1.461	263	7.500	-	9.224

39. Información financiera resumida de subsidiarias

A continuación, se resume la información financiera de nuestras principales subsidiarias al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, preparada de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

		al 30.09.2024																	
	Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Gravancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total
Enel Argentina S.A.	Individual	16.471	384.266	400.737	93	-	400.644	400.737	-	-	-	(1.075)	(1.135)	(6.874)	(7.032)	(6.401)	(13.433)	(40.960)	(54.393)
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	69.198	85.114	154.312	14.805	19.731	119.776	154.312	35.879	(3.910)	31.969	14.666	12.877	(64.128)	(51.252)	17.548	(33.704)	(12.943)	(46.647)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	407.298	2.593.735	3.001.033	869.761	782.203	1.349.069	3.001.033	1.013.278	(697.277)	316.001	41.885	(97.315)	157.155	59.786	(28.870)	30.916	(129.587)	(98.671)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	13.563	710	14.273	12.855	117	1.301	14.273	320	(4)	316	162	(25)	(323)	463	-	463	(28)	435
Grupo Enel Argentina	Consolidado	153.341	667.437	820.778	14.899	19.731	786.148	820.778	35.879	(3.910)	31.969	13.579	11.730	(71.157)	(45.674)	6.143	(39.531)	(80.468)	(119.999)
Grupo Enel Green Power Brasil	Consolidado	520.390	5.496.388	6.016.778	727.723	972.805	4.316.250	6.016.778	649.858	(175.986)	473.872	451.335	315.821	(41.995)	110.549	(31.762)	78.787	(1.163.888)	(1.085.101)
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	37.520	95.595	133.115	30.089	10.570	92.456	133.115	98.272	(51.651)	46.621	41.074	32.802	137	32.940	(16.744)	16.196	(10.393)	5.803
EGP Volta Grande	Individual	48.251	295.347	343.598	48.806	125.900	168.892	343.598	53.398	(9.911)	43.487	41.441	40.785	(7.068)	33.717	(11.451)	22.266	(19.024)	3.242
Enel Cien S.A.	Individual	167.317	74.024	241.341	74.742	371	166.228	241.341	(445)	-	(445)	(1.095)	(1.412)	14.906	15.268	(5.178)	10.090	(20.902)	(10.812)
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	623.598	1.964.676	2.588.274	978.956	661.394	949.924	2.588.274	1.181.271	(764.814)	416.457	299.800	180.156	(106.434)	73.722	(23.803)	49.919	(100.747)	(50.828)
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	686.602	2.732.740	3.419.342	1.260.433	1.093.895	1.065.014	3.419.342	1.224.452	(804.017)	420.435	289.039	121.205	(133.673)	(12.469)	3.719	(8.750)	(114.373)	(123.123)
Grupo Enel X Brasil	Consolidado	110.129	189.403	299.532	135.687	7.346	156.499	299.532	43.508	(27.550)	15.958	1.271	(6.666)	515	(6.152)	2.064	(4.088)	(18.347)	(22.435)
Enel Distribuição Sao Paulo S.A.	Individual	1.337.943	4.709.395	6.047.338	1.925.006	2.495.211	1.627.121	6.047.338	2.869.164	(1.943.529)	925.635	686.186	458.380	(236.847)	221.533	(79.580)	141.953	(90.906)	51.047
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.190.831	16.332.913	20.523.744	4.481.718	4.675.997	11.366.029	20.523.744	6.159.373	(3.782.691)	2.376.682	1.722.395	1.044.098	(493.765)	551.728	(172.782)	378.946	(1.144.534)	(785.588)
Enel Colombia S.A. E.S.P.	Individual	941.793	5.506.946	6.448.739	1.319.660	1.970.956	3.158.123	6.448.739	2.875.826	(1.554.697)	1.321.129	1.121.280	939.923	(188.438)	779.997	(253.825)	526.172	(259.428)	266.744
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Individual	5.252	2.029	7.281	4.316	1	2.964	7.281	22.164	(20.382)	1.782	773	636	(106)	530	(250)	280	(222)	58
Enel Costa Rica CAM S.A.	Individual	49.122	173.281	222.403	8.677	504	213.222	222.403	2.867	-	2.867	322	(7)	870	863	(212)	651	-	651
PH Chucas S.A.	Individual	9.304	80.836	90.140	96.682	29.400	(35.942)	90.140	11.488	(57)	11.431	8.159	3.815	(4.171)	(356)	-	(356)	-	(356)
Enel Guatemala S.A.	Individual	12.659	4.846	17.505	14.664	1.479	1.362	17.505	42.494	(36.948)	5.546	587	(175)	(89)	(257)	(1)	(258)	-	(258)
Generadora de Occidente Ltda.	Individual	19.642	34.559	54.201	1.632	3.033	49.536	54.201	14.741	(25.79)	12.162	10.282	9.261	(147)	9.115	(1.033)	8.082	-	8.082
Generadora Montecristo S.A.	Individual	56.734	19.676	76.410	39.541	9.347	27.522	76.410	1.948	-	1.948	1.412	770	787	1.571	(158)	1.413	-	1.413
Renovables de Guatemala S.A.	Individual	41.208	301.868	343.076	2.107	69	340.900	343.076	22.620	(5.911)	16.709	12.292	1.311	13	1.394	(1.610)	(216)	-	(216)
Enel Panama CAM S.A.	Individual	95.890	211.148	307.038	65.389	20.841	220.808	307.038	4.750	-	4.750	1.397	(129)	376	10.726	(1.148)	9.578	-	9.578
Enel Solar S.R.L.	Individual	9.531	90.610	100.141	51.451	16.855	31.835	100.141	10.206	(1.205)	9.001	7.501	4.480	(2.594)	1.886	(878)	1.008	-	1.008
Enel Fortuna S.A.	Individual	138.388	462.759	601.147	97.578	58.975	444.594	601.147	167.466	(85.856)	81.610	70.914	56.138	(2.272)	53.865	(16.304)	37.561	-	37.561
Grupo Enel Colombia	Consolidado	1.103.630	6.040.681	7.144.211	1.461.813	2.108.749	3.573.649	7.144.211	3.143.039	(1.671.115)	1.471.924	1.246.020	1.023.332	(197.539)	824.985	(276.765)	548.220	(210.420)	337.800
Enel Perú S.A.C.	Individual	747.910	2.832	750.742	647.917	-	102.825	750.742	-	-	-	(456)	6.631	3.082.786	(641.040)	2.441.746	(8.765)	2.432.981	63.966
Enel Generación Perú S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	228.833	(78.270)	150.563	123.196	105.522	(7.023)	104.072	(31.162)	72.910	(3.544)	69.366
Chinango S.A.C.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	27.428	(2.154)	25.274	23.462	23.455	154	23.609	(7.009)	16.600	(298)	16.302
Enel Generación Piura S.A.	Individual	42.213	156.313	198.526	85.841	30.261	82.424	198.526	60.035	(22.738)	37.297	29.667	25.674	(2.967)	22.707	(7.300)	15.407	(357)	15.050
Enel Distribución Perú S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	466.885	(312.293)	154.592	122.416	116.926	(11.013)	106.077	(32.686)	73.391	(3.739)	69.652
Grupo Enel Perú	Consolidado	891.651	2.112	893.763	759.717	-	134.046	893.763	702.931	(329.998)	372.933	305.515	278.275	(14.257)	3.265.186	(732.143)	2.533.043	(19.517)	2.513.526

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

		al 31.12.2023																	
	Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivo y Patrimonio	Ingresos	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total
Enel Argentina S.A.	Individual	10.101	236.294	246.395	81	-	246.314	246.395	-	(295)	(295)	(3.621)	(3.668)	24.428	20.407	6.810	27.217	(237.054)	(209.837)
Enel Generación Costanera S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	4.410	(169)	4.241	2.479	989	741	1.730	(1.810)	(80)	(126.777)	(126.857)
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	50.926	103.082	154.008	25.906	31.587	96.515	154.008	31.603	(3.355)	28.248	19.920	7.938	23.975	29.559	(7.134)	22.425	(145.801)	(123.376)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	128.982	1.535.401	1.664.383	324.418	556.297	783.668	1.664.383	622.825	(481.153)	141.672	(54.158)	(137.912)	229.554	91.739	25.695	117.434	(768.786)	(651.352)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	13.087	685	13.772	13.603	-	169	13.772	500	(54)	446	(96)	(234)	(113)	(294)	(18)	(312)	(550)	(862)
Dock Sud S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	3.666	(139)	3.527	2.836	1.528	(5.617)	(4.089)	(1.769)	(5.858)	(217.456)	(223.314)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	102.143	448.918	551.061	26.948	31.587	492.526	551.061	36.013	(5.549)	30.464	17.040	3.520	55.441	107.810	(8.242)	99.568	(489.771)	(390.203)
Grupo Enel Green Power Brasil	Consolidado	394.230	5.442.212	5.836.442	724.490	710.192	4.401.761	5.836.443	681.595	(162.733)	518.862	427.349	275.526	(30.888)	244.910	(47.440)	197.470	754.460	951.930
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	45.435	110.707	156.142	39.705	13.614	102.823	156.142	146.410	(82.170)	64.240	53.026	41.437	999	42.436	(12.642)	29.794	7.164	36.958
EGP Volta Grande	Individual	24.956	329.092	354.048	41.978	134.405	177.665	354.048	71.588	(11.564)	60.024	55.731	55.415	(10.350)	45.065	(12.881)	32.184	12.780	44.964
Enel Cien S.A.	Individual	246.349	16.257	262.606	28.870	557	233.179	262.606	17.549	(7)	17.542	14.086	13.458	20.935	141.368	(48.080)	93.288	14.050	107.338
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	746.512	2.045.048	2.791.560	1.072.334	814.184	905.042	2.791.560	1.738.752	(1.152.098)	586.654	391.391	248.100	(158.295)	89.952	(26.945)	63.007	67.864	130.871
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	763.620	2.979.507	3.743.127	1.686.525	939.044	1.117.558	3.743.127	1.579.413	(1.039.526)	539.887	336.670	136.387	(188.740)	(52.213)	15.295	(36.918)	87.927	51.009
Grupo Enel X Brasil	Consolidado	115.174	186.420	301.594	95.113	39.082	167.399	301.594	78.501	(50.813)	27.688	6.640	1.054	696	1.750	(863)	887	4.560	5.447
Enel Distribuição Sao Paulo S.A.	Individual	1.623.682	5.292.301	6.915.983	1.883.509	3.733.440	1.299.035	6.915.984	3.871.472	(2.520.767)	1.350.705	1.009.218	674.153	(338.165)	335.990	(89.609)	246.381	3.951	250.332
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.568.894	17.759.634	22.328.528	4.848.760	6.695.485	10.784.283	22.328.528	8.354.093	(5.115.452)	3.238.641	2.284.268	1.426.190	(693.530)	814.073	(256.072)	568.001	691.015	1.249.016
Enel Colombia S.A. E.S.P.	Individual	1.255.482	5.751.144	7.006.626	1.560.248	2.138.653	3.307.725	7.006.626	3.540.581	(1.888.383)	1.652.198	1.427.661	1.074.244	(197.204)	952.175	(407.915)	544.260	610.791	1.155.051
Enel Costa Rica CAM S.A.	Individual	45.904	173.558	219.462	6.349	542	212.571	219.462	4.863	-	4.863	643	246	1.026	1.275	(454)	821	-	821
PH Chucús S.A.	Individual	4.139	88.447	92.586	100.172	28.000	(35.586)	92.586	14.774	(9.430)	5.344	174	(5.439)	(68.643)	(74.082)	-	(74.082)	-	(74.082)
Enel Guatemala S.A.	Individual	10.327	4.507	14.834	11.554	1.659	1.621	14.834	63.617	(53.522)	10.095	2.403	1.662	(156)	1.644	(516)	1.128	-	1.128
Generadora de Occidente Ltda.	Individual	11.383	35.099	46.482	1.971	3.056	41.455	46.482	18.185	(3.904)	14.281	10.701	9.408	(229)	9.180	(1.277)	7.903	-	7.903
Generadora Montecristo S.A.	Individual	62.216	20.115	82.331	46.873	9.349	26.109	82.331	3.382	(466)	2.916	1.922	1.137	869	2.006	(259)	1.747	-	1.747
Renovables de Guatemala S.A.	Individual	54.642	310.221	364.863	3.747	-	361.116	364.863	33.686	(8.212)	25.474	18.130	9.235	112	9.347	(2.421)	6.926	-	6.926
Transmisora de Energía Renovable S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	2.596	(59)	2.537	1.571	983	8	999	(193)	806	-	806
Enel Green Power Panama S.R.L.	Individual	89.596	212.560	302.156	60.070	23.421	218.665	302.156	5.464	-	5.464	6	(1.641)	491	25.234	(2.755)	22.479	-	22.479
Enel Renewable S.R.L.	Individual	4.269	61.734	66.003	45.389	2.297	18.317	66.003	12.630	(1.318)	11.312	9.526	5.686	(3.248)	2.439	(841)	1.598	-	1.598
Enel Fortuna S.A.	Individual	124.523	475.478	600.001	69.401	102.633	427.967	600.001	207.548	(135.013)	72.535	57.519	37.785	(4.016)	33.770	(10.892)	22.878	-	22.878
Grupo Enel Colombia	Consolidado	1.408.816	6.274.330	7.683.146	1.698.007	2.320.385	3.664.754	7.683.146	3.870.387	(2.069.388)	1.800.999	1.528.906	1.129.379	(277.612)	856.874	(423.097)	433.777	489.812	923.589
Enel Perú S.A.C.	Individual	1.162.496	2.206	1.164.702	583	-	1.164.119	1.164.702	-	-	-	(176)	(176)	(634)	205.642	(52)	205.590	27.709	233.299
Enel Generación Perú S.A.	Individual	347.877	1.485.324	1.833.201	436.017	507.022	890.162	1.833.201	626.754	(249.681)	377.073	303.227	290.846	(14.706)	295.646	(87.048)	208.598	14.007	222.605
Chinango S.A.C.	Individual	16.273	135.065	151.338	9.774	34.056	107.508	151.338	70.204	(27.778)	42.426	35.998	34.424	328	34.756	(10.331)	24.425	3.081	27.506
Enel Generación Piura S.A.	Individual	29.750	155.800	185.550	76.427	30.323	78.800	185.550	100.911	(31.038)	69.873	58.984	56.583	(788)	55.795	(17.730)	38.065	1.581	39.646
Enel Distribución Perú S.A.	Individual	228.989	1.600.483	1.829.472	524.011	368.117	937.344	1.829.472	1.118.770	(750.446)	368.324	276.885	250.129	(20.609)	229.563	(77.308)	152.255	24.445	176.700
Grupo Enel Perú	Consolidado	3.957.175	2.122	3.959.297	1.943.286	-	2.016.011	3.959.297	1.681.075	(826.877)	854.198	681.395	637.982	(36.908)	601.072	(194.265)	406.807	44.133	450.940
Enel Green Power Peru S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	26.777	(2.406)	24.371	15.852	12.920	(5.783)	7.136	(20.292)	(13.156)	173	(12.983)

40. Hechos posteriores

Enel Colombia S.A. E.S.P.

- i. El día 10 de octubre de 2024 Enel Colombia S.A. E.S.P. suscribió un contrato de crédito con Investment European Bank (IEB) por un monto de hasta USD 300 millones equivalentes en pesos colombianos. El crédito está respaldado parcialmente con una garantía de SACE (Agencia Italiana de Crédito a la Exportación) y podrá ser desembolsado durante un periodo de 1 año a partir de la fecha de suscripción del contrato. Los recursos se destinarán a financiar la construcción del Parque Solar Guayepo I & II, así como a fortalecer y desarrollar el negocio de distribución mediante proyectos de modernización, resiliencia y fortalecimiento de la red, además de la interconexión y expansión de esta, promoviendo también la integración de nuevos clientes, energías renovables y soluciones de movilidad eléctrica. El contrato incluye los eventos de incumplimiento estándar para este tipo de financiación, que podrían derivar en la aceleración del crédito. Asimismo, el contrato de crédito no incluye mecanismos de repetición frente a terceros.
- ii. A partir del 30 de septiembre de 2024, se declaró en riesgo el sistema eléctrico colombiano, atendiendo a los parámetros establecidos en la Resolución CREG 026 de 2014, con lo que se activó el estatuto de riesgo de desabastecimiento por primera vez desde su creación en el año 2014, esto como consecuencia de que el país se encuentra atravesando por el mínimo histórico en materia de aportes hidrológicos.

El Estatuto tiene como objetivo garantizar la seguridad del sistema eléctrico para enfrentar un futuro verano entre enero y abril de 2025, con lo cual se preserva el nivel de embalse agregado, limitando la capacidad de generación de plantas hidráulicas en condiciones normales y priorizando el despacho termoeléctrico. Esta situación tendrá impactos en la operación de todas las empresas del sector eléctrico colombiano, por la intervención en la generación real y en los precios. En el caso de Enel Colombia S.A. E.S.P., se prevé que este evento impactará los resultados esperados del último trimestre del año. Actualmente la cuantía del impacto es indeterminada. Cabe mencionar, que el mecanismo prevé la recuperación económica del impacto en los meses siguientes a la finalización de la aplicación del estatuto de riesgo de desabastecimiento.

Enel Distribución Sao Paulo S.A.

- iii. Con fecha 11 de octubre de 2024, el área de concesión de Enel Distribución Sao Paulo se vio afectada por un temporal de viento, el más intenso registrado en los últimos 30 años, sin aviso meteorológico previo, el cual provocó severos daños a la red de distribución e interrupciones en el suministro de energía. La tormenta afectó a varios kilómetros de redes de baja y media tensión y también a las líneas de distribución y subestaciones de alta tensión.

Enel Distribución Sao Paulo activó, desde un primer momento, su plan operativo ante fenómenos meteorológicos extremos y reforzó el número de equipos en terreno. Nuestro Grupo movilizó profesionales de sus distribuidoras de Río de Janeiro y Ceará, además de equipos de otros países, tales como Chile, Italia, España y Argentina, y contó con el apoyo de otros grupos de distribución. Gracias a la operación de sistemas de automatización y conmutación remota de la red eléctrica, Enel Distribución Sao Paulo logró reducir significativamente el volumen de clientes afectados por el evento climático extremo.

Ante estas situaciones extremas, Enel Distribución Sao Paulo ha venido fortaleciendo continuamente su infraestructura y protocolos de respuesta a emergencias, buscando mitigar los impactos causados por eventos climáticos adversos. A la vez, reforzamos que, a pesar de la gravedad del evento, seguimos siendo plenamente capaces de mantener la continuidad operativa.

Es necesario destacar que Enel Distribución Sao Paulo cumple íntegramente con todas sus obligaciones contractuales y regulatorias y se compromete a cumplir con los indicadores establecidos. La información solicitada por ANEEL está siendo proporcionada con prontitud, con las aclaraciones necesarias proporcionadas por Enel Distribución Sao Paulo.

Con fecha 21 de octubre de 2024, Enel Distribución Sao Paulo recibió una citación emitida por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL, para expresar su dictamen sobre el Informe de Fallos y Transgresiones. Enel Distribución Sao Paulo se encuentra evaluando el contenido de la citación y presentará su opinión dentro del plazo reglamentario.

Edesur S.A.

- iv. Con fecha 24 de octubre de 2024, Edesur fue notificada de la demanda judicial relacionada con la Resolución No 590/2021 del Ministerio de Economía. Edesur cuenta con quince días hábiles para contestarla. La defensa apuntará a sostener la validez del "Acuerdo de regularización de obligaciones para la transferencia de las concesionarias a las jurisdicciones locales". El propio juzgado que interviene en el proceso confirmó oportunamente la vigencia del acuerdo al rechazar un pedido de medida cautelar por la cual se pretendía suspender sus efectos. (ver nota 4.i.a)

Entre el 1 de octubre de 2024 y hasta la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, no se tiene conocimiento de otros hechos de carácter financiero o de otra índole, que afecten en forma significativa la situación financiera y los 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 30.09.2024			al 31.12.2023		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
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 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	Transportadora de Energía S.A. - TESA	Argentina	Peso argentino	-	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 (2)	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	EGP fotovoltaica La Loma S.A.S en liquidación	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Guayepo Solar S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Guayepo Solar III S.A.S. ESP	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Latamsolar Fotovoltaica Sahagun S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Atlantico Photovoltaic S.A.S. ESP	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Latamsolar Energías Renovables S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Perú S.A.C.	Perú	Sol peruano	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Chinango S.A.C. (4)	Perú	Sol peruano	-	-	-	-	80,00%	80,00%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.A. (4)	Perú	Sol peruano	-	-	-	-	86,95%	86,95%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.A. (4)	Perú	Sol peruano	-	-	-	-	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. (4)	Perú	Sol peruano	-	-	-	-	99,99%	99,99%
Extranjero	Compañía Energética Veracruz S.A.C. (4)	Perú	Sol peruano	-	-	-	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Energética Monzón S.A.C. (4)	Perú	Dólar Estadounidense	-	-	-	-	100,00%	100,00%
Extranjero	SL Energy S.A.C. (4)	Perú	Sol peruano	-	-	-	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Guatemala, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora de Occidente, Ltda.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Montecristo, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Renovables de Guatemala, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Tecnoguat, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	75,00%	75,00%	-	75,00%	75,00%
Extranjero	Enel Panamá CAM S.R.L.	Panamá	Dólar Estadounidense	0,03%	99,97%	100,00%	0,03%	99,97%	100,00%
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	50,06%	50,06%	-	50,06%	50,06%
Extranjero	Enel Renovable S.R.L. (4)	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Fólica Alto Pacora, S.A. (4)	Panamá	Dólar Estadounidense	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Generadora Solar Tole, S.A. (4)	Panamá	Dólar Estadounidense	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Generadora Solar Austral, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Jaguito Solar 10MW, S.A. (4)	Panamá	Dólar Estadounidense	-	-	-	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Progreso Solar 20MW, S.A. (4)	Panamá	Dólar Estadounidense	-	-	-	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Solar El Puerto, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Solar de Occidente, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Costa Rica CAM S.A.	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	PH Chucás S.A. (3)	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	65,00%	65,00%	-	65,00%	65,00%
Extranjero	PH Don Pedro S.A. (3)	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	33,44%	33,44%	-	33,44%	33,44%
Extranjero	PH Río Volcán S.A. (3)	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	34,32%	34,32%	-	34,32%	34,32%
Extranjero	Enel Uruguay S.A.	Uruguay	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,82%	99,82%	-	99,82%	99,82%
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,75%	99,75%	-	99,75%	99,75%

- (1) Con fecha 1 de marzo de 2022 Emgesa S.A. ESP modificó su razón social a Enel Colombia S.A. ESP.
- (2) Con fecha 28 de abril de 2022 Inversora Codensa S.A.S. cambió su razón social a Enel X Colombia S.A.S. ESP.
- (3) 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.
- (4) Ver nota 2.4.1

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 30.09.2024			al 31.12.2023		
				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 Geradora Fotovoltaica Sao Francisco Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda13 S.A. (Enel Brasil Central S.A.)	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Luz de Caxias do Sul S.A. (4)	Brasil	Real brasileño	-	80,00%	80,00%	-	80,00%	80,00%
Extranjero	Enel X Demand Response S.A. (4)	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Luz de Ponta Grossa S.A. (4)	Brasil	Real brasileño	-	80,00%	80,00%	-	80,00%	80,00%
Extranjero	Luz de Macapá Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	51,00%	51,00%
Extranjero	Luz de Caruaru Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	51,00%	51,00%
Extranjero	Luz de Jaboatão Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	51,00%	51,00%
Extranjero	Luz de Cataguases S.A. (4)	Brasil	Real brasileño	-	60,00%	60,00%	-	60,00%	60,00%
Extranjero	Enel X Mobilidade Urbana S.A. (4)	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Luz de Itanhaém S.A. (4)	Brasil	Real brasileño	-	60,00%	60,00%	-	60,00%	60,00%
Extranjero	Luz de Alagoinhas S.A. (4)	Brasil	Real brasileño	-	80,00%	80,00%	-	-	-
Extranjero	Luz de Maringá S.A. (4)	Brasil	Real brasileño	-	80,00%	80,00%	-	-	-
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%

(4) Ver nota 2.4.1

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 30.09.2024			al 31.12.2023		
				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%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada F Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada G Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%

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

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

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

Miles de dólares estadounidenses - MUSS									
ACTIVOS	al 30.09.2024								
	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Activo Corriente									
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	1.468	1.450.646	35	179.828	578.281	19.052	824.158	-	3.053.468
Otros activos financieros corrientes	-	13.947	-	10.434	-	35.960	379.316	-	439.657
Otros activos no financieros corrientes	4.422	7.304	-	26.334	29.772	28.195	468.038	-	564.065
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	195	65.859	-	507.429	23	336.502	2.083.666	-	2.993.874
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	894	4.221	5.812	1.056	-	1	4.778	-	16.762
Inventarios corrientes	-	9.681	-	104.896	-	44.354	306.232	-	465.163
Activos por impuestos corrientes	9.184	17.247	-	1.183	67.139	8.977	110.110	-	213.840
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	101.702	199.029	-	-	-	300.731
Total Activo Corriente	16.163	1.568.905	5.847	932.862	874.244	473.041	4.178.298	-	8.047.380
Activo No Corriente									
Otros activos financieros no corrientes	-	86.923	-	3.620	-	10.516	4.871.506	-	4.972.565
Otros activos no financieros no corrientes	5.138	20.068	-	52.034	-	105	1.669.181	-	1.746.526
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	25	74.486	-	11.755	-	-	254.487	-	340.753
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	-	-	-	3	-	-	3
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	821	-	15.373	-	483	719	-	17.396
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	173.240	-	157.251	1.797	122.962	2.908.246	-	3.363.496
Plusvalía	-	28.216	-	64.422	-	-	1.133.067	-	1.225.705
Propiedades, Planta y Equipo	531	818.585	-	4.599.785	315	2.471.313	5.401.307	-	13.291.836
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	6.919	-	6.919
Activos por derecho de uso	-	11.673	-	58.933	-	1.078	122.195	-	193.879
Activos por impuestos diferidos	33.513	3.208	-	1.441	-	323	625.764	-	664.249
Total Activo No Corriente	39.207	1.217.220	-	4.964.614	2.112	2.606.783	16.993.391	-	25.823.327
Total Activos	55.370	2.786.125	5.847	5.897.476	876.356	3.079.824	21.169.689	-	33.870.687

Miles de dólares estadounidenses - MUSS									
ACTIVOS	al 31.12.2023								
	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Activo Corriente									
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	1.180	64.121	82	368.172	5.770	4.866	1.055.993	-	1.600.184
Otros activos financieros corrientes	135	1	-	3.586	-	10.725	140.232	-	154.679
Otros activos no financieros corrientes	3.401	7.002	-	46.271	29.761	19.223	647.581	37	753.276
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.210	60.488	-	592.054	1	116.317	2.262.969	-	3.033.039
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	869	4.129	5.886	925	3	1	5.530	-	17.343
Inventarios corrientes	-	8.461	-	129.802	302	27.628	331.697	-	497.890
Activos por impuestos corrientes	9.386	18.355	-	9.370	143	1.167	104.565	-	142.986
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	109.579	4.101.417	-	9.066	-	4.220.062
Total Activo Corriente	16.181	162.557	5.968	1.269.759	4.137.397	179.927	4.557.633	37	10.319.459
Activo No Corriente									
Otros activos financieros no corrientes	-	87.153	-	8.294	-	5.442	4.984.338	-	5.085.227
Otros activos no financieros no corrientes	3.171	18.273	-	55.766	-	40	1.786.032	-	1.863.282
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	36	95.384	-	13.974	-	-	315.506	-	424.900
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	-	-	-	3	-	-	3
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	15.373	-	483	719	-	16.575
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	135.852	-	201.539	1.806	76.075	3.453.555	-	3.868.827
Plusvalía	-	28.216	-	16.133	-	53.278	1.270.291	-	1.367.918
Propiedades, Planta y Equipo	-	885.670	-	4.750.105	316	1.461.031	5.714.047	-	12.811.169
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	7.621	-	7.621
Activos por derecho de uso	-	11.371	-	57.509	-	534	116.258	-	185.672
Activos por impuestos diferidos	37.402	9.868	-	954	-	13.494	842.253	56	904.027
Total Activo No Corriente	40.609	1.271.787	-	5.119.647	2.122	1.610.380	18.490.620	56	25.535.221
Total Activos	56.790	1.434.344	5.968	6.379.406	4.139.519	1.790.307	23.048.253	93	36.854.680

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

PASIVOS	al 30.09.2024								
	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Pasivo Corriente									
Otros pasivos financieros corrientes	2	480.223	17.512	370.413	-	-	178.527	-	1.046.677
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	2.095	-	5.818	-	-	24.881	-	32.794
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	7.452	90.314	668	677.834	999	636.391	2.487.213	-	3.900.871
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	3.117	29.287	700.029	13.854	-	121	256.935	-	1.003.343
Otras provisiones corrientes	-	-	-	41.353	-	57.591	89.658	-	188.602
Pasivos por impuestos corrientes	-	18.005	-	276	646.885	73.537	19.118	-	757.821
Otros pasivos no financieros corrientes	1.315	9.502	-	28.738	3	17.834	108.446	-	165.838
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	1	111.727	-	-	-	111.728
Total Pasivo Corriente	11.886	629.426	718.209	1.138.287	759.614	785.474	3.164.778	-	7.207.674
Pasivo No Corriente									
Otros pasivos financieros no corrientes	-	1.473.822	77.010	1.633.591	-	-	1.114.017	-	4.298.440
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	12.810	-	50.644	-	-	106.474	-	169.928
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	18.420	-	5.142	-	242.737	948.364	-	1.214.663
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	58.000	-	-	-	-	-	-	58.000
Otras provisiones no corrientes	-	7.001	-	76.369	-	6.869	472.493	-	562.732
Pasivo por impuestos diferidos	-	43.412	-	86.661	-	517.643	103.446	-	751.162
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	1.262	444	-	116.186	-	17.505	870.181	-	1.005.578
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	13.390	-	-	-	4.109	12.238	-	29.737
Total Pasivo No Corriente	1.262	1.627.299	77.010	1.968.593	-	788.863	3.627.213	-	8.090.240
Total Pasivo	13.148	2.256.725	795.219	3.106.880	759.614	1.574.337	6.791.991	-	15.297.914

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

PASIVOS	al 31.12.2023								
	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Pasivo Corriente									
Otros pasivos financieros corrientes	1	475.780	11.481	535.794	-	-	683.317	-	1.706.373
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	1.665	-	5.611	-	3	18.864	-	26.143
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	29.169	143.152	5.767	749.934	493	233.225	2.523.868	37	3.685.645
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	218.498	687.848	767.178	385	-	127	165.748	-	1.839.784
Otras provisiones corrientes	-	-	-	53.864	-	21.479	91.254	-	166.597
Pasivos por impuestos corrientes	-	11.179	-	90.333	-	16.985	21.443	-	139.940
Otros pasivos no financieros corrientes	3.016	8.141	-	35.718	-	5.451	167.737	5	220.068
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	1	1.942.778	-	91	-	1.942.870
Total Pasivo Corriente	250.684	1.327.765	784.426	1.471.640	1.943.271	277.270	3.672.322	42	9.727.420
Pasivo No Corriente									
Otros pasivos financieros no corrientes	-	1.397.978	53.248	1.809.527	-	-	1.778.420	-	5.039.173
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	11.269	-	51.420	-	-	107.173	-	169.862
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	61.111	-	7.948	-	121.004	1.458.478	-	1.648.541
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	58.480	104.672	750	-	-	149.161	-	313.063
Otras provisiones no corrientes	-	24.079	-	50.433	-	4.101	560.409	-	639.022
Pasivo por impuestos diferidos	-	42.358	-	83.136	-	370.195	104.829	-	600.518
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	1.242	427	-	137.039	-	9.701	1.451.713	-	1.600.122
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	16.528	-	-	-	66.556	13.080	-	96.164
Total Pasivo No Corriente	1.242	1.612.230	157.920	2.140.253	-	571.557	5.623.263	-	10.106.465
Total Pasivo	251.926	2.939.995	942.346	3.611.893	1.943.271	848.827	9.295.585	42	19.833.885

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 30.09.2024					
	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	2.060.425	368.814	128.387	1.229.169	3.786.795	189.305
Provisión de deterioro	(54.871)	(49.563)	(53.632)	(904.111)	(1.062.177)	(5.174)
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	4.004	-	-	-	4.004	52.717
Provisión de deterioro	(31)	-	-	-	(31)	(320)
Otras cuentas por cobrar bruto	266.977	-	-	-	266.977	131.169
Provisión de deterioro	(1.894)	-	-	-	(1.894)	(26.944)
Total	2.274.610	319.251	74.755	325.058	2.993.674	340.753

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2023					
	Cartera al día	Morosidad 1-90 días	Morosidad 91-180 días	Morosidad superior a 181 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar bruto	2.189.844	375.215	144.649	1.182.613	3.892.321	187.963
Provisión de deterioro	(80.729)	(45.622)	(56.279)	(899.671)	(1.082.301)	(5.901)
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	2.542	-	-	-	2.542	59.000
Provisión de deterioro	(34)	-	-	-	(34)	(560)
Otras cuentas por cobrar bruto	221.587	-	-	-	221.587	213.482
Provisión de deterioro	(1.076)	-	-	-	(1.076)	(29.084)
Total	2.332.134	329.593	88.370	282.942	3.033.039	424.900

- Por tipo de cartera:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.09.2024					
	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	10.619.822	2.052.665	2.906.411	197.065	13.526.233	2.249.730
Entre 1 y 30 días	4.568.108	215.158	173.824	10.185	4.741.932	226.343
Entre 31 y 60 días	934.055	80.063	107.887	7.504	1.041.942	87.567
Entre 61 y 90 días	353.707	49.830	51.062	6.074	404.769	55.904
Entre 91 y 120 días	238.768	43.549	39.411	5.972	278.179	49.521
Entre 121 y 150 días	189.869	34.491	33.162	4.911	223.031	39.402
Entre 151 y 180 días	172.711	34.257	37.258	5.207	209.969	39.464
Entre 181 y 210 días	151.768	28.940	38.428	6.193	190.196	35.133
Entre 211 y 250 días	154.589	29.002	29.110	6.225	183.699	35.227
Superior a 251 días	3.599.992	1.032.155	74.808	126.654	3.674.800	1.158.809
Total	20.983.389	3.600.110	3.491.361	375.990	24.474.750	3.976.100

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2023					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto
Al día	7.584.579	2.164.128	1.239.203	213.679	8.823.782	2.377.807
Entre 1 y 30 días	5.190.410	228.477	167.846	6.765	5.358.256	235.242
Entre 31 y 60 días	857.486	76.796	83.963	5.825	941.449	82.621
Entre 61 y 90 días	367.190	51.919	48.578	5.433	415.768	57.352
Entre 91 y 120 días	219.073	44.452	34.543	5.236	253.616	49.688
Entre 121 y 150 días	207.761	43.966	32.899	5.101	240.660	49.067
Entre 151 y 180 días	170.090	39.819	30.997	6.075	201.087	45.894
Entre 181 y 210 días	164.110	28.450	34.999	6.522	199.109	34.972
Entre 211 y 250 días	145.795	30.052	28.772	5.968	174.567	36.020
Superior a 251 días	5.378.641	979.878	99.351	131.743	5.477.992	1.111.621
Total	20.285.135	3.687.937	1.801.151	392.347	22.086.286	4.080.284

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cartera protestada y en cobranza judicial	2024		2023	
	Número de Clientes	Monto	Número de Clientes	Monto
Documentos por cobrar protestados	668.592	157.360	1.578.631	189.218
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	44.803	84.691	31.447	85.739
Total	713.395	242.051	1.610.078	274.957

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

c) Provisiones y castigos.

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Provisiones y Castigos	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Provisión cartera no repactada	180.268	258.005
Provisión cartera repactada	13.126	11.095
Castigos del período	-	-
Recuperos del período	(260)	(12.587)
Total	193.134	256.513

d) Número y monto de operaciones.

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Número y monto operaciones	al 30.09.2024		al 31.12.2023	
	Total detalle por tipo de operaciones último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	832.239	2.018.128	654.371	3.531.702
Monto de las operaciones	49.775	193.134	60.504	256.513

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 30.09.2024											Total Corriente	Total No Corriente
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días		
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	419.762	5.846	2.111	2.039	803	750	957	1.064	1.168	1.918	10.336	446.754	5.258
Grandes Clientes	101.312	4.389	404	318	56	81	-	-	-	-	1.007	107.567	20
Clientes Institucionales	18.662	369	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.031	-
Otros	299.788	1.088	1.707	1.721	747	669	957	1.064	1.168	1.918	9.329	320.156	5.238
Provisión Deterioro	(2.613)	(828)	(261)	(414)	(42)	(38)	(69)	(1.032)	(1.167)	(1.918)	(6.254)	(14.636)	-
Servicios no facturados	304.878	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	304.878	-
Servicios facturados	114.884	5.846	2.111	2.039	803	750	957	1.064	1.168	1.918	10.336	141.876	5.258
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	1.640.663	219.497	85.456	53.865	48.718	38.652	38.507	34.069	34.059	123.382	1.023.173	3.340.041	184.047
Clientes Masivos	1.086.841	159.323	60.722	36.278	32.892	28.137	27.437	25.336	23.422	86.232	776.769	2.343.389	143.691
Grandes Clientes	433.112	42.755	13.033	9.720	7.969	6.972	7.179	5.140	6.940	20.989	155.720	709.529	28.045
Clientes Institucionales	120.710	17.419	11.701	7.867	7.857	3.543	3.891	3.593	3.697	16.161	90.684	287.123	12.311
Provisión Deterioro	(52.258)	(7.080)	(25.175)	(15.805)	(17.786)	(16.833)	(18.864)	(29.804)	(23.627)	(61.838)	(778.471)	(1.047.541)	(5.174)
Servicios no facturados	622.247	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	622.247	-
Servicios facturados	1.018.416	219.497	85.456	53.865	48.718	38.652	38.507	34.069	34.059	123.382	1.023.173	2.717.794	184.047
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	2.060.425	225.343	87.567	55.904	49.521	39.402	39.464	35.133	35.227	125.300	1.033.509	3.786.795	189.305
Total Provisión Deterioro	(54.871)	(7.908)	(25.436)	(16.219)	(17.828)	(16.871)	(18.933)	(30.836)	(24.794)	(63.756)	(784.725)	(1.062.177)	(5.174)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	2.005.554	217.435	62.131	39.685	31.693	22.531	20.531	4.297	10.433	61.544	248.784	2.724.618	184.131

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas subsidiarias de nuestro Grupo distinguen que el consumidor final del servicio eléctrico es una persona natural o jurídica, la principal segmentación de gestión y común a todas las subsidiarias utilizada para realizar el control y seguimiento de las cuentas comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cuentas Comerciales por Cobrar	al 31.12.2023											Total Corriente	Total No Corriente
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días		
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	385.350	6.386	1.100	425	724	528	2.044	911	955	1.499	11.966	411.888	5.182
Grandes Clientes	121.068	539	408	36	56	81	1.327	-	-	605	-	124.120	-
Clientes Institucionales	34.843	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34.843	-
Otros	229.439	5.847	692	389	668	447	717	911	955	894	11.966	252.925	5.182
Provisión Deterioro	(4.119)	(112)	(59)	(7)	(16)	(11)	(23)	(837)	(934)	(839)	(4.442)	(11.399)	-
Servicios no facturados	296.287	-	-	-	-	-	-	-	-	-	82	296.369	5.182
Servicios facturados	89.063	6.386	1.100	425	724	528	2.044	911	955	1.499	11.884	115.519	-
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	1.804.494	228.856	81.521	56.927	48.964	48.539	43.850	34.061	35.065	142.820	955.336	3.480.433	182.781
Clientes Masivos	1.141.074	166.806	60.210	39.469	34.588	33.510	29.447	25.781	24.484	107.303	722.058	2.384.730	124.654
Grandes Clientes	500.948	47.117	15.459	11.608	9.645	10.590	10.462	6.328	6.415	23.974	167.622	810.168	39.809
Clientes Institucionales	162.472	14.933	5.852	5.850	4.731	4.439	3.941	1.952	4.166	11.543	65.656	285.535	18.318
Provisión Deterioro	(76.610)	(13.326)	(15.625)	(16.493)	(16.255)	(21.328)	(18.646)	(29.016)	(25.510)	(76.527)	(761.566)	(1.070.902)	(5.901)
Servicios no facturados	697.893	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	697.893	-
Servicios facturados	1.106.601	228.856	81.521	56.927	48.964	48.539	43.850	34.061	35.065	142.820	955.336	2.782.540	182.780
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	2.189.844	235.242	82.621	57.352	49.688	49.067	45.894	34.972	36.020	144.319	967.302	3.892.321	187.963
Total Provisión Deterioro	(80.729)	(13.438)	(15.684)	(16.500)	(16.271)	(21.339)	(18.669)	(29.853)	(26.444)	(77.366)	(766.008)	(1.082.301)	(5.901)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	2.109.115	221.804	66.937	40.852	33.417	27.728	27.225	5.119	9.576	66.953	201.294	2.810.020	182.062

- Por tipo de cartera:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tipos de Cartera	al 30.09.2024											Total Corriente	Total No Corriente
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días			
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN													
Cartera no repactada	419.762	5.846	2.111	2.039	803	750	957	1.064	1.168	12.254	-	5.258	
Grandes Clientes	101.312	4.389	404	318	56	81	-	-	-	1.007	-	20	
Clientes Institucionales	18.662	369	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otros	299.788	1.088	1.707	1.721	747	669	957	1.064	1.168	11.247	-	5.238	
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
DISTRIBUCIÓN													
Cartera no repactada	1.562.657	209.312	77.952	47.791	42.746	33.741	33.300	27.876	27.834	1.019.901	3.083.110	64.988	
Clientes Masivos	1.028.926	151.308	54.401	31.247	28.003	23.940	23.231	19.755	17.813	754.744	2.133.368	61.224	
Grandes Clientes	417.460	40.818	12.016	8.842	7.220	6.348	6.564	4.642	6.503	160.516	670.929	3.764	
Clientes Institucionales	116.271	17.186	11.535	7.702	7.523	3.453	3.505	3.479	3.518	104.641	278.813	-	
Cartera repactada	78.006	10.185	7.504	6.074	5.972	4.911	5.207	6.193	6.225	126.654	256.931	119.059	
Clientes Masivos	57.914	8.015	6.321	5.032	4.887	4.198	4.207	5.580	5.610	108.256	210.020	97.609	
Grandes Clientes	15.652	1.938	1.017	877	750	624	614	499	436	16.192	38.599	9.139	
Clientes Institucionales	4.440	232	166	165	335	89	386	114	179	2.206	8.312	12.311	
Total cartera bruta	2.060.425	225.343	87.567	55.904	49.521	39.402	39.464	35.133	35.227	1.158.809	3.340.041	189.305	

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

al 31.12.2023

Tipos de Cartera	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total Corriente	Total No Corriente
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN												
Cartera no repactada	385.350	6.386	1.100	425	724	528	2.044	911	955	13.465	411.888	5.182
Grandes Clientes	121.068	539	408	36	56	81	1.327	-	-	1.358	124.873	-
Cientes Institucionales	34.843	-	-	-	-	-	-	-	-	28	34.871	-
Otros	229.439	5.847	692	389	668	447	717	911	955	12.079	252.144	5.182
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	1.745.960	222.091	75.696	51.494	43.728	43.438	37.775	27.539	29.097	966.413	3.054.818	27.636
Cientes Masivos	1.097.768	161.484	55.334	34.759	30.456	29.347	24.452	20.168	19.335	716.290	2.189.393	18.005
Grandes Clientes	489.032	45.722	14.804	10.941	9.137	10.006	9.863	5.741	5.766	175.946	776.958	9.631
Cientes Institucionales	159.160	14.885	5.558	5.794	4.135	4.085	3.460	1.630	3.996	74.177	276.880	-
Cartera repactada	58.534	6.765	5.825	5.433	5.236	5.101	6.075	6.522	5.968	131.743	237.202	155.145
Cientes Masivos	43.306	5.322	4.877	4.710	4.132	4.164	4.995	5.613	5.149	113.071	195.339	127.633
Grandes Clientes	11.916	1.395	654	667	508	584	599	587	649	15.651	33.210	9.194
Cientes Institucionales	3.312	48	294	56	596	353	481	322	170	3.021	8.653	18.318
Total cartera bruta	2.189.844	235.242	82.621	57.352	49.688	49.067	45.894	34.972	36.020	1.111.621	3.892.321	187.963



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				Argentina				Brasil				Centroamérica				Total			
	al 30.09.2024		al 31.12.2023		al 30.09.2024		al 31.12.2023		al 30.09.2024		al 31.12.2023		al 30.09.2024		al 31.12.2023		al 30.09.2024		al 31.12.2023	
	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
BALANCE																				
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	210.289	12.706	223.285	13.815	147.881	-	34.852	-	557.752	-	655.826	-	5.290	-	2.265	-	921.212	12.706	916.228	13.815
Total Activo Estimado	210.289	12.706	223.285	13.815	147.881	-	34.852	-	557.752	-	655.826	-	5.290	-	2.265	-	921.212	12.706	916.228	13.815
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	177.053	16.250	167.710	17.859	76.994	-	21.984	-	364.747	71.020	383.704	-	-	-	-	-	618.794	87.270	573.398	17.859
Total Pasivo Estimado	177.053	16.250	167.710	17.859	76.994	-	21.984	-	364.747	71.020	383.704	-	-	-	-	-	618.794	87.270	573.398	17.859

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

País	Colombia				Argentina				Brasil				Centroamérica				Total			
	2024		2023		2024		2023		2024		2023		2024		2023		2024		2023	
	Energía y Potencia	Peajes																		
RESULTADO																				
Ventas de Energía	232.849	13.314	241.190	11.838	147.881	-	107.577	-	557.275	-	610.028	-	5.290	-	2.199	-	943.295	13.314	950.994	11.838
Compras de Energía	185.514	17.026	160.855	14.940	76.994	-	54.535	-	361.836	69.761	362.771	74.946	-	-	-	-	624.344	86.787	578.161	89.886

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 30.09.2024				al 31.12.2023			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	148.914	356.915	501.663	1.007.492	228.114	390.363	655.690	1.274.167
Entre 31 y 60 días	45.252	313.289	115.078	473.619	65.708	338.589	54.135	458.432
Entre 61 y 90 días	188.393	305.838	104.521	598.752	98.857	119.794	46.235	264.886
Entre 91 y 120 días	57.240	29.688	9.637	96.565	80.886	40.746	17.628	139.260
Entre 121 y 365 días	38.160	45.945	95.559	179.664	48.773	41.431	66.238	156.442
Más de 365 días	4.998	257.441	6.305	268.744	5.151	145.432	2.067	152.650
Total	482.957	1.309.116	832.763	2.624.836	527.489	1.076.355	841.993	2.445.837
Periodo promedio de pago cuentas al día	41	38	40		41	38	41	

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Proveedores con plazos vencidos	al 30.09.2024				al 31.12.2023			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	-	-	-	-	-	-	-
Periodo promedio de pago cuentas vencidas (días)	-	-	-		-	-	-	

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Detalle de Proveedores	al 30.09.2024				al 31.12.2023			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Proveedores por compra de energía	112.297	320.793	693.907	1.126.997	124.903	179.587	749.701	1.054.191
Proveedores por compra de combustibles y gas	858	429	143	1.430	856	428	142	1.426
Compra de activos	30.687	15.344	5.115	51.146	57.186	27.714	9.238	94.138
Cuentas por pagar bienes y servicios	339.115	972.550	133.598	1.445.265	344.544	868.626	82.912	1.296.082
Total	482.957	1.309.116	832.763	2.624.836	527.489	1.076.355	841.993	2.445.837