

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

correspondientes al periodo terminado

al 31 de marzo de 2021

**ENEL AMÉRICAS S.A.
y SUBSIDIARIAS**

Miles de Dólares - MUS\$



Esta hoja está 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 INTERMEDIO

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADOS INTERMEDIO, MÉTODO DIRECTO

II. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

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

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios al 31 de marzo de 2021 (no auditado) y 31 de diciembre de 2020

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	Nota	al 31.03.2021	al 31.12.2020
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	1.169.784	1.506.993
Otros activos financieros corrientes	6	198.492	230.279
Otros activos no financieros corrientes	7	655.724	560.786
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	8	2.982.942	3.234.935
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	9	49.416	46.950
Inventarios corrientes	10	479.791	471.433
Activos por impuestos corrientes	11	120.590	127.880
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		5.656.739	6.179.256
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i>	5.656.739	6.179.256
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	6	2.579.970	2.790.863
Otros activos no financieros no corrientes	7	2.474.397	2.332.856
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	8	522.341	578.524
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	9	30	32
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	12	2.454	2.273
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	4.053.654	4.524.826
Plusvalía	14	865.224	945.512
Propiedades, planta y equipo	15	7.943.444	8.354.672
Propiedad de inversión		7.147	7.942
Activos por derecho de uso	16	211.112	222.420
Activos por impuestos diferidos	17	919.044	994.382
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i>	19.578.817	20.754.302
TOTAL ACTIVOS		25.235.556	26.933.558

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios al 31 de marzo de 2021 (no auditado) y 31 de diciembre de 2020

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	al 31.03.2021	al 31.12.2020
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	18	1.464.791	1.825.130
Pasivos por arrendamientos corrientes	19	53.666	51.495
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	22	3.820.759	4.093.576
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	9	739.878	597.122
Otras provisiones corrientes	23	237.439	220.425
Pasivos por impuestos corrientes	11	161.062	222.870
Otros pasivos no financieros corrientes	7	233.252	266.604
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		6.710.847	7.277.222
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i>	6.710.847	7.277.222
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	18	3.597.720	3.837.706
Pasivos por arrendamientos no corrientes	19	83.880	91.070
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	22	2.144.273	2.061.475
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	9	320.606	144.391
Otras provisiones no corrientes	23	758.854	833.900
Pasivo por impuestos diferidos	17	574.771	612.953
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	24	1.456.969	1.624.217
Otros pasivos no financieros no corrientes	7	104.273	116.961
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i>	9.041.346	9.322.673
TOTAL PASIVOS		15.752.193	16.599.895
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	25.1.1	9.763.078	9.763.078
Ganancias acumuladas		5.598.978	5.415.698
Acciones propias en cartera		(272)	-
Otras reservas	25.5	(7.799.197)	(7.072.917)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	<i>[Subtotal]</i>	7.562.587	8.105.859
Participaciones no controladoras	25.6	1.920.776	2.227.804
PATRIMONIO TOTAL		9.483.363	10.333.663
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		25.235.556	26.933.558

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2021 y 2020 (no auditado)

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros tres meses	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS			
Ganancia (pérdida)	Nota	2021	2020
Ingresos de actividades ordinarias	26	3.014.337	2.985.336
Otros ingresos, por naturaleza	26	212.569	231.121
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	<i>[Subtotal]</i>	3.226.906	3.216.457
Materias primas y consumibles utilizados	27	(2.075.378)	(1.920.249)
Margen de Contribución	<i>[Subtotal]</i>	1.151.528	1.296.208
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		36.712	37.797
Gastos por beneficios a los empleados	28	(179.435)	(182.638)
Gasto por depreciación y amortización	29	(221.201)	(222.934)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinadas de acuerdo con NIIF 9	29	(49.849)	(80.484)
Otros gastos por naturaleza	30	(267.626)	(302.875)
Resultado de Explotación	<i>[Subtotal]</i>	470.129	545.074
Otras ganancias (pérdidas)		52	189
Ingresos financieros	31	100.661	80.354
Costos financieros	31	(198.872)	(185.415)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	12	101	422
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	31	(3.581)	(27.348)
Resultado por unidades de reajuste	31	21.266	18.634
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	<i>[Subtotal]</i>	389.756	431.910
Gasto por impuestos a las ganancias	17	(101.360)	(122.219)
GANANCIA (PÉRDIDA)	<i>[Subtotal]</i>	288.396	309.691
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		183.280	207.687
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	25.6	105.116	102.004
GANANCIA (PÉRDIDA)		288.396	309.691
Ganancia por acción básica			
Ganancia (pérdida) por acción básica	US\$ / acción	0,00241	0,00273
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		76.086.311.036	76.086.311.036
Ganancias por acción diluidas			
Ganancias (pérdida) diluida por acción	US\$ / acción	0,00241	0,00273
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		76.086.311.036	76.086.311.036

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2021 y 2020 (no auditado)

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros tres meses	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS	Nota	2021	2020
Ganancia (Pérdida)		288.396	309.691
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión	2.9	(995.129)	(2.188.550)
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		(3)	(2)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(16.351)	(17.931)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		629	467
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	(1.010.854)	(2.206.016)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	<i>[Subtotal]</i>	(1.010.854)	(2.206.016)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		5.316	5.895
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	5.316	5.895
Total Otro resultado integral		(1.005.538)	(2.200.121)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		(717.142)	(1.890.430)
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		(644.841)	(1.692.798)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		(72.301)	(197.632)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		(717.142)	(1.890.430)

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado Intermedio
Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2021 y 2020 (no auditado)

miles de dólares estadounidenses - MUSS

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado	Cambios en Otras Reservas											
	Capital emitido y pagado	Acciones propias en cartera	Reservas por diferencias de cambio por conversión	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	Otras reservas varias	Total Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio Neto
Saldo inicial al 01.01.2020	9.783.875		(2.283.155)	(1.334)	-	(687)	(3.006.823)	(5.291.999)	5.474.411	9.966.287	2.279.899	12.246.186
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	207.687	207.687	102.004	309.691
Otro resultado integral	-	-	(1.888.610)	(11.874)	-	(1)	-	(1.900.485)	-	(1.900.485)	(299.636)	(2.200.121)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.692.798)	(197.632)	(1.890.430)
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(242.769)	(242.769)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	60.791	60.791	-	60.791	35.182	95.973
Total de cambios en patrimonio	-	-	(1.888.610)	(11.874)	-	(1)	60.791	(1.839.694)	207.687	(1.632.007)	(405.219)	(2.037.226)
Saldo final al 31.03.2020	9.783.875	-	(4.171.765)	(13.208)	-	(688)	(2.946.032)	(7.131.693)	5.682.098	8.334.280	1.874.680	10.208.960
Saldo inicial al 01.01.2021	9.763.078		(4.308.296)	(9.383)	-	(692)	(2.754.546)	(7.072.917)	5.415.698	8.105.859	2.227.804	10.333.663
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	183.280	183.280	105.116	288.396
Otro resultado integral	-	-	(818.032)	(10.088)	-	(1)	-	(828.121)	-	(828.121)	(177.417)	(1.005.538)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(644.841)	(72.301)	(717.142)
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(286.207)	(286.207)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	(272)	-	-	-	-	101.841	101.841	-	101.569	51.480	153.049
Total de cambios en patrimonio	-	(272)	(818.032)	(10.088)	-	(1)	101.841	(726.280)	183.280	(543.272)	(307.028)	(850.300)
Saldo final al 31.03.2021	9.763.078	(272)	(5.126.328)	(19.471)	-	(693)	(2.652.705)	(7.799.197)	5.598.978	7.562.587	1.920.776	9.483.363

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS
**Estados de Flujo de Efectivo Consolidados Intermedios, Directos
Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2021 y 2020 (no auditado)**

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros tres meses	
	2021	2020
Fujos 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	3.838.593	4.297.486
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	7.034	1.629
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	2.030	22.781
Otros cobros por actividades de operación	164.316	165.133
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(2.513.199)	(2.487.413)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(174.862)	(231.936)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas	(10.808)	(10.668)
Otros pagos por actividades de operación	5.c (1.098.298)	(1.260.019)
Intereses pagados	(2)	(3.995)
Fujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)		
Impuestos a las ganancias pagados	(168.167)	(127.544)
Otras entradas (salidas) de efectivo	231.443	(59.075)
Fujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		
	278.080	306.379
Fujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	27.820	32.334
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	(21.112)	(31.167)
Compras de propiedades, planta y equipo	(252.476)	(216.337)
Compras de activos intangibles	(152.009)	(173.401)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	(4.467)	-
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	372	1.458
Intereses recibidos	6.469	13.628
Otras entradas (salidas) de efectivo	(6.782)	(428)
Fujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
	(402.185)	(373.913)
Fujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad	(272)	-
Total importes procedentes de préstamos	5.d 507.601	305.600
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	189.832	88.423
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	317.769	217.177
Préstamos de entidades relacionadas	5.d 313.758	-
Reembolsos de préstamos	5.d (797.805)	(83.415)
Pagos de pasivos por arrendamientos	5.d (12.515)	(14.915)
Dividendos pagados	(123.599)	(167.139)
Intereses pagados	5.d (111.418)	(92.174)
Otras entradas (salidas) de efectivo	5.d 132.901	(1.475)
Fujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		
	(91.349)	(53.518)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		
	(215.454)	(121.052)
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	(121.755)	(186.621)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	5 1.506.993	1.938.997
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	5 1.169.784	1.631.324

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

1.	INFORMACIÓN GENERAL.....	13
2.	BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS	14
2.1	Principios contables.....	14
2.2	Nuevos pronunciamientos contables.....	14
2.3	Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas.....	20
2.4	Sociedades subsidiarias	21
2.4.1	Variaciones del perímetro de consolidación	22
2.4.2	Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%.....	22
2.5	Entidades asociadas.....	23
2.6	Acuerdos conjuntos	23
2.7	Principios de consolidación y combinaciones de negocio	24
2.8	Moneda Funcional	25
2.9	Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera	26
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS.....	28
a)	Propiedades, planta y equipo.....	28
b)	Propiedad de inversión	30
c)	Plusvalía.....	31
d)	Activos intangibles distintos de la plusvalía.....	31
d.1)	Concesiones	31
d.2)	Gastos de investigación y desarrollo.....	33
d.3)	Otros activos intangibles	33
e)	Deterioro del valor de los activos no financieros	33
f)	Arrendamientos	35
f.1)	Arrendatario.....	36
f.2)	Arrendador.....	37
g)	Instrumentos financieros.....	37
g.1)	Activos financieros no derivados.....	37
g.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	38
g.3)	Deterioro de valor de los activos financieros	39
g.4)	Pasivos financieros excepto derivados.....	40
g.5)	Derivados y operaciones de cobertura.....	41
g.6)	Baja de activos y pasivos financieros	42
g.7)	Compensación de activos y pasivos financieros.....	42
g.8)	Contratos de garantías financieras.....	43
h)	Medición del valor razonable	43
i)	Inversiones contabilizadas por el método de participación	44
j)	Inventarios.....	45
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	45
l)	Acciones propias en cartera.....	46
m)	Provisiones.....	47
m.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares	47
n)	Conversión de saldos en moneda extranjera	48
o)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	48
p)	Impuesto a las ganancias	48
q)	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	49
r)	Ganancia (pérdida) por acción.....	51

s)	Dividendos.....	51
t)	Gastos de emisión y colocación de acciones.....	52
u)	Estado de flujos de efectivo.....	52
4.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	53
i.	Marco regulatorio:.....	53
ii.	Límites a la integración y concentración.....	70
iii.	Mercado de clientes no regulados.....	71
5.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.....	72
6.	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	74
7.	OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS.....	75
8.	CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	77
9.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	80
9.1	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	80
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	80
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	81
c)	Transacciones significativas y sus efectos en resultados:.....	82
d)	Transacciones significativas Enel Américas:.....	82
9.2	Directorio y personal clave de la gerencia.....	83
9.3	Retribución del personal clave de la gerencia.....	85
a)	Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia.....	85
b)	Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.....	86
9.4	Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	86
10.	INVENTARIOS.....	87
11.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.....	87
12.	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	88
12.1	Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	88
13.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.....	90
14.	PLUSVALÍA.....	93
15.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	95
16.	ACTIVOS POR DERECHO DE USO.....	98
17.	IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS.....	100
a)	Impuesto a las ganancias.....	100
b)	Impuestos diferidos.....	101
18.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	104
a)	Préstamos que devengan intereses.....	104
b)	Obligaciones con el Público No Garantizadas.....	107
c)	Obligaciones con el Público Garantizadas.....	110
d)	Deuda de cobertura.....	112
e)	Otros aspectos.....	112
f)	Flujos futuros de deuda no descontados.....	113
19.	PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.....	115
19.1	Individualización de Pasivos por Arrendamientos.....	115
19.2	Flujos futuros de deuda no descontados.....	121
20.	POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	122
21.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	127
21.1	Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.....	127
21.2	Instrumentos derivados.....	128
21.3	Jerarquías del valor razonable.....	130
22.	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES Y NO CORRIENTES.....	131
23.	PROVISIONES.....	132

24.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO	133
24.1	Aspectos generales:	133
24.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:	134
24.3	Otras revelaciones:	138
25.	PATRIMONIO	140
25.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	140
25.2	Reservas por diferencias de cambio por conversión	141
25.3	Gestión del capital	142
25.4	Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio)	142
25.5	Otras Reservas.....	142
25.6	Participaciones no controladoras.....	144
26.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS	145
27.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	146
28.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	146
29.	GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO DE PROPIEDADES PLANTA Y EQUIPOS Y ACTIVOS FINANCIEROS DE ACUERDO A NIIF 9	146
30.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA	147
31.	RESULTADO FINANCIERO	148
32.	INFORMACIÓN POR SEGMENTO.....	150
32.1	Criterios de segmentación	150
32.2	Generación y Transmisión, Distribución y otros	152
32.3	Países	155
32.4	Generación y Transmisión, y Distribución por países.....	158
33.	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS 164	
33.1	Garantías directas	164
33.2	Garantías Indirectas	165
33.3	Litigios y arbitrajes	166
33.4	Restricciones financieras.....	188
33.5	Contingencia por COVID-19	192
33.6	Otras informaciones.....	193
34.	DOTACIÓN.....	196
35.	SANCIONES.....	197
36.	MEDIO AMBIENTE	203
37.	INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIAS	205
38.	HECHOS POSTERIORES	207
	ANEXO N°1 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA.....	209
	ANEXO N°2 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012.....	212
	ANEXO N°2.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES.....	215
	ANEXO N°2.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE	219
	ANEXO N°3 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES.....	220

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERIODO TERMINADO AL 31 DE MARZO DE 2021

(En miles de dólares – MUS\$)

1. INFORMACIÓN GENERAL

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

Enel Américas S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile (en adelante “CMF”), con el N° 0175. Además, está registrada en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica (en adelante “SEC”) y sus acciones se transan en el New York Stock Exchange desde 1993.

Enel Américas es subsidiaria de Enel S.p.A. (en adelante, Enel), entidad que posee actualmente una participación accionaria del 82,3% (ver Nota 38.v).

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 16.424 trabajadores al 31 de marzo de 2021. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el primer trimestre de 2021 fue de 16.632 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica ver Nota 34.

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 PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas al 31 de marzo de 2021, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 3 de mayo de 2021, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enel Américas y sus subsidiarias al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los períodos de tres meses terminados al 31 de marzo de 2021 y 2020, y sus correspondientes notas. Estos estados financieros consolidados intermedios incluyen toda la información y revelaciones requeridas en un estado financiero anual.

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

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

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

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

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

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

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

- i) el cambio en los pagos por arrendamiento resulta en una contraprestación revisada por el arrendamiento que es sustancialmente la misma, o menor, que la contraprestación por el arrendamiento inmediatamente anterior al cambio;
- ii) cualquier reducción en los pagos por arrendamiento afecta únicamente los pagos originalmente vencidos hasta el 30 de junio de 2021; y

iii) no existe un cambio sustancial en los otros términos y condiciones del arrendamiento.

Estas enmiendas entraron en vigencia para períodos anuales iniciados a partir del 1 de junio de 2020, con aplicación retroactiva, reconociendo el efecto acumulado de la aplicación inicial como un ajuste en el saldo inicial de las ganancias acumuladas (u otro componente del patrimonio, según proceda) al comienzo del periodo anual en el que se aplicó por primera vez la modificación.

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

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

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

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

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

La Fase 1 del trabajo realizado por el IASB para responder a la reforma se centró en proporcionar excepciones temporales que permiten a las entidades continuar aplicando contabilidad de coberturas durante el período de incertidumbre previo al reemplazo de las IBORs. Esta fase culminó en 2019 con la emisión de enmiendas a NIIF 9, NIC 39 y NIIF7, las cuales entregaron en vigor el 1 de enero de 2020.

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

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

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

La entrada en vigor de las enmiendas no tuvo impacto en los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas y sus subsidiarias. Sin embargo, el Grupo tiene la intención de utilizar las soluciones prácticas

proporcionadas en la Fase 2 en períodos futuros, cuando se concrete el reemplazo de las tasas de referencia actuales en los contratos de instrumentos financieros no derivados e instrumentos derivados afectados por la reforma.

En este contexto, el Grupo está llevando a cabo un proyecto de transición de la IBOR, el cual se encuentra en etapa de determinación del alcance en cuanto al número y valor nominal de los contratos afectados, principalmente contratos de deuda e instrumentos derivados, para luego avanzar hacia la etapa de análisis de impactos, determinación de fallback rates (tasas de respaldo) para nuevas operaciones y modificaciones de contratos. Las modificaciones contractuales comenzarán a implementarse de forma paulatina hacia fines de 2021, aunque esto puede variar en función de la evolución de la reforma respecto a la determinación de las tasas de interés de referencia alternativas libres de riesgo, asociadas a la liquidez del mercado.

El Grupo ha evaluado el impacto de la incertidumbre generada por la reforma en las relaciones de cobertura vigentes, con referencia tanto a los instrumentos de cobertura como a las partidas cubiertas, determinando que al 31 de marzo de 2021 no existen relaciones de cobertura directamente afectadas por la reforma de las tasas de interés de referencia.

b) Pronunciamientos contables con aplicación a contar de 1 de enero de 2021 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:

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

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

En respuesta al impacto continuado de la pandemia de COVID-19, con fecha 31 de marzo de 2021 el IASB emitió una enmienda a la NIIF 16 *Arrendamientos* para ampliar por un año el período de aplicación de la solución práctica que ayuda a los arrendatarios a contabilizar las concesiones de alquiler vinculadas a COVID-19. Con esto, el IASB extendió

la solución práctica a concesiones de alquiler que reducen los pagos por arrendamiento originalmente vencidos en o antes del 30 de junio de 2022.

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

La Administración estima que la aplicación de estas enmiendas no generará impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

> **Enmiendas a NIIF 3 “Referencias al Marco Conceptual”**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

> **Mejoras anuales a las NIIF: Ciclo 2018-2020**

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

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

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

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

La Administración estima que la aplicación de estas mejoras no generarán impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

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

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

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

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

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

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

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

Las enmiendas a la NIC 1 requieren que las empresas revelen su información material sobre políticas contables en lugar de sus políticas contables importantes. Las modificaciones a la Declaración de Práctica N°2 de las NIIF proporcionan orientación sobre cómo aplicar el concepto de importancia relativa a las revelaciones de políticas contables.

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

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

> **Enmiendas a NIC 8 “Definición de Estimaciones Contables”**

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

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

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

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

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados intermedios es responsabilidad del Directorio de Enel Américas, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF.

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

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

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

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos no financieros y plusvalías (ver Nota 3.e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.m.1 y 24).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.h y 21).
- 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 2.2).
- 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).

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

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

2.4 Sociedades subsidiarias

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

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

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

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

A continuación, se detallan las entidades en las cuales el Grupo tiene la capacidad de ejercer control y por consiguiente forman parte de la consolidación de los presentes estados financieros consolidados intermedios:

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.03.2021			al 31.12.2020		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,73%	99,73%	-	99,73%	99,73%
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,75%	99,75%	-	99,75%	99,75%
Extranjero	Enel Generación Fortaleza S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
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 Goias S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,96%	99,96%	-	99,96%	99,96%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande)	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Luz de Angra Energía S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	51,00%	51,00%
Extranjero	Central Generadora Fotovoltaica Sao Francisco Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Tecnología de Redes S.A.	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 Uruguay S.A. (1)	Uruguay	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Central Dock Sud S.A.	Argentina	Peso argentino	-	70,24%	70,24%	-	70,24%	70,24%
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. - CTM	Argentina	Peso argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Distrielec Inversora S.A.	Argentina	Peso argentino	51,50%	-	51,50%	51,50%	-	51,50%
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur	Argentina	Peso argentino	-	99,45%	99,45%	-	99,45%	99,45%
Extranjero	Enel Argentina S.A.	Argentina	Peso argentino	99,92%	-	99,92%	99,92%	-	99,92%
Extranjero	Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Peso argentino	55,00%	45,00%	100,00%	55,00%	45,00%	100,00%
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Peso argentino	-	75,68%	75,68%	-	75,68%	75,68%
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Peso argentino	-	67,67%	67,67%	-	67,67%	67,67%
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Peso argentino	41,94%	54,76%	96,70%	41,94%	54,76%	96,70%
Extranjero	Inversora Dock Sud S.A.	Argentina	Peso argentino	57,14%	-	57,14%	57,14%	-	57,14%
Extranjero	Transportadora de Energía S.A. - TESA	Argentina	Peso argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. - Codensa	Colombia	Peso colombiano	48,30%	-	48,30%	48,30%	-	48,30%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Peso colombiano	48,48%	-	48,48%	48,48%	-	48,48%
Extranjero	Inversora Codensa S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Colombia	Peso colombiano	-	99,99%	99,99%	-	99,99%	99,99%
Extranjero	Enel X Colombia S.A.S	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Bogotá ZE S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Fontibon ZE S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	USME ZE S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Perú S.A.C.	Perú	Sol peruano	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	80,00%	80,00%	-	80,00%	80,00%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.A.	Perú	Sol peruano	-	83,60%	83,60%	-	83,60%	83,60%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.A.	Perú	Sol peruano	-	83,15%	83,15%	-	83,15%	83,15%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Sol peruano	-	96,50%	96,50%	-	96,50%	96,50%
Extranjero	Enel X Perú S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	99,99%	99,99%	-	99,99%	99,99%
Extranjero	Compañía Energética Veracruz S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%

(1) Nuxer Trading S.A. cambió su razón social durante 2020, pasando a denominarse Enel Uruguay S.A.

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación

2021

- Con fecha 20 de enero de 2021, se constituyeron en Colombia las sociedades Fontibon ZE SAS y USME ZE SAS, participadas 100% por nuestra subsidiaria Bogotá ZE SAS. Estas compañías tienen como objeto principal realizar cualquier actividad relacionada con movilidad eléctrica y transporte público en Colombia y en el exterior.

2020

- Con fecha 22 de septiembre de 2020, nuestra subsidiaria Enel X Brasil S.A. adquirió el 51% del capital social de la compañía Luz de Angra Energía S.A., cuyo objeto social es realizar obras y prestar servicios de alumbrado público y señalización en vías públicas, puertos y aeropuertos.
- El 22 de octubre se constituyó la sociedad Bogotá ZE SAS, participada 100% por nuestra subsidiaria Enel X Colombia S.A.S.. La nueva Sociedad tiene como objeto principal realizar cualquier actividad relacionada con movilidad eléctrica y sostenible en Colombia y en el exterior.

2.4.2 Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%

Aunque el Grupo posee menos del 50% de participación económica en las sociedades Codensa y Emgesa en Colombia, en concreto 48,3% y 48,48% respectivamente, estas compañías tienen 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, ejerce control sobre las mismas. A este respecto el Grupo posee un 57,15% y un 56,43% de las acciones con derecho de voto de Codensa y Emgesa, respectivamente.

2.5 Entidades asociadas

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

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

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

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

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.03.2021			al 31.12.2020		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Yacylec S.A.	Argentina	Peso argentino	33,33%	-	33,33%	33,33%	-	33,33%
Extranjero	Central Vuelta Obligada S.A.	Argentina	Peso argentino	-	40,90%	40,90%	-	40,90%	40,90%

2.6 Acuerdos conjuntos

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

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

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

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

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

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.03.2021			al 31.12.2020		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	-	50,00%	50,00%	-	50,00%	50,00%

2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.8 Moneda Funcional

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

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

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

2.9 Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera

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

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

Los estados financieros de las subsidiarias cuya moneda funcional provenga de economías hiperinflacionarias, se ajustan 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.

Hiperinflación Argentina

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

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

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

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

	Índice General de Precios
Desde enero a diciembre de 2020	36,13%
Desde enero a marzo de 2020	7,34%
Desde enero a marzo de 2021	11,76%

Los efectos de la aplicación de esta normativa en los presentes estados financieros consolidados intermedios se detallan en la Nota 31.

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):

Moneda	al 31.03.2021		al 31.12.2020		al 31.03.2020
	Cierre	Medio	Cierre	Medio	Medio
Peso argentino	92,00	91,89	84,15	84,07	64,39
Real brasileño	5,70	5,48	5,20	5,16	4,46
Sol peruano	3,76	3,66	3,62	3,50	3,40
Peso colombiano	3.736,91	3.557,41	3.432,50	3.693,52	3.540,73

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

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

a) Propiedades, planta y equipo

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

- Los gastos financieros devengados durante el periodo de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un periodo de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define periodo sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 15.b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 15.b.2).
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. 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 23).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Periodo restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	1992	95 años	67 años
Enel Generación El Chocón S.A. (Generación) (*)	Argentina	1993	30 años	2 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	66 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	66 años
EGP Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	6 años
Enel Generación Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	2001	30 años	11 años
Enel CIEN S.A. (Garabi I) (Transporte) (**)	Brasil	2000	22 años	1,3 años
Enel CIEN S.A. (Garabi II) (Transporte) (**)	Brasil	2002	20 años	1,3 años

(*) El Contrato de Concesión del Complejo Chocón (centrales Chocón y Arroyito) vence el 11 de agosto de 2023. Dicho contrato no prevé extensión de la misma ni nuevo llamado a licitación, lo previsto en el mismo es la restitución al poder concedente (Estado Nacional). No obstante, se vienen realizando gestiones para poder lograr una extensión temporal.

(**) Nuestra subsidiaria Enel CIEN tiene como sus activos principales los sistemas de interconexión energética Garabi I y Garabi II, que 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 permite a Enel CIEN

continuar operando la línea Garabi I después del fin de la concesión, ocurrido el 20 de junio de 2020, homologando su plazo de vigencia con la concesión de la línea Garabi II, hasta el 31 de julio de 2022. Durante el año 2021 se realizará una nueva licitación para la operación de ambas líneas, proceso en el que Enel CIEN tiene la posibilidad de participar. En caso de que la concesión no se renueve, Enel CIEN recuperará el valor en libros de los activos subyacentes.

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

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

La administración del Grupo evaluó las casuísticas específicas de cada una de las concesiones descritas anteriormente, que varían unas de otras dependiendo el país, negocio y jurisprudencia legal, y concluyó que, con excepción de CIEN, 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).

El 19 de abril de 2011, la subsidiaria CIEN completó exitosamente el cambio en su modelo de negocios. Mediante el nuevo acuerdo, el Gobierno continúa controlando la infraestructura, pero CIEN obtiene una remuneración fija que la equipara a una concesión pública de transmisión (precio regulado). Bajo este esquema sus concesiones califican dentro del alcance de CINIIF 12, sin embargo, el inmovilizado no ha sido dado de baja en consideración a que CIEN no ha transferido, sustancialmente, los riesgos y beneficios significativos al Gobierno de Brasil.

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

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

b) Propiedad de inversión

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

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

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

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

c) Plusvalía

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

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

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

d) Activos intangibles distintos de la plusvalía

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

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, 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 7).

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 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. (ex Ampla) (Distribución) (*)	Brasil	1996	30 años	6 años
Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce) (Distribución) (*)	Brasil	1997	30 años	7 años
Enel Distribución Goiás S.A. (Distribución) (*)	Brasil	2015	30 años	24 años
Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande) (**)	Brasil	2017	30 años	27 años
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1998	30 años	8 años

(*) Se ha reconocido un activo intangible y un activo financiero a valor razonable con cambios en resultados, dado que una parte de los derechos adquiridos por estas subsidiarias son incondicionales (ver Notas 3.g.1 y 6).

(**) Considerando que todos los derechos adquiridos por esta filial son incondicionales, se ha reconocido únicamente un activo financiero a costo amortizado por esta concesión (ver Notas 3.g.1 y 6).

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) 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. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

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

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

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

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

En general, estas proyecciones cubren los próximos tres años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate. Las tasas de crecimiento (g) utilizadas para extrapolar las proyecciones, al 31 de diciembre de 2020 fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	31-12-2020	
		Mín.	Máx.
Argentina	Peso argentino	10,1%	12,8
Brasil	Real brasileño	3,5%	
Perú	Sol peruano	2,5%	
Colombia	Peso colombiano	3,0%	

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

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas a las proyecciones vigentes al 31 de diciembre de 2020 fueron las siguientes:

País	Moneda	31-12-2020	
		Mín.	Máx.
Argentina	Peso argentino	35,8%	63,4%
Brasil	Real brasileño	9,6%	40,2%
Perú	Sol peruano	7,4%	11,1%
Colombia	Peso colombiano	8,7%	10,5%

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 2021, las desviaciones observadas con respecto a las proyecciones utilizadas para realizar los test de deterioro a 31 de diciembre de 2020, no fueron significativas y los flujos de caja generados en el período 2021 se mantuvieron en un rango razonable de variación respecto a los previstos para dicho período. A pesar del grado de incertidumbre de la evolución del entorno macroeconómico en el corto plazo, producto de COVID-19, la Administración ha evaluado los escenarios de recuperación y ha determinado que no existe evidencia de deterioro en las UGEs del Grupo, que hagan necesario realizar una estimación de su valor en uso.

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 12) 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. Para cada grupo se considera una definición específica de incumplimiento.

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

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

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

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

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

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

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

g.4) Pasivos financieros excepto derivados

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

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

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

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 21, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, “deuda fija”) y deuda a tasa de interés variable (en adelante, “deuda variable”). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada periodo en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

g.5) Derivados y operaciones de cobertura

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

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

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

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

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

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

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

- La única finalidad del contrato es el uso propio, entendiendo por tal, en el caso de los contratos de compras de combustible su uso para la generación de electricidad, en los de compra de electricidad para comercialización, su venta a clientes finales y en los de venta de electricidad, la venta al cliente final.
- Las proyecciones futuras del Grupo justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.

- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la proyección del Grupo.
- El contrato no estipule su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

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

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

g.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

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

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

Los pasivos financieros son dados de baja cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada, cancelada o bien haya expirado. 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 21.3.

i) Inversiones contabilizadas por el método de participación

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

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

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

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

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

Las Sociedades clasificadas como “Asociadas y Negocios Conjuntos” (ver Nota 2.5 y 2.6 respectivamente) de los presentes estados financieros consolidados intermedios son valorizadas por este método.

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

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

p) Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio 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 ejercicio, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del 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 26, y Anexo 2.2).

- 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 la obtención de un contrato y costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato. Estos costos se reconocen como un activo si se espera su recuperación y se amortizan de manera congruente con la transferencia de los bienes o servicios relacionados. Como solución práctica, los costos incrementales de la obtención de un contrato pueden reconocerse como gasto, si el 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.

Al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, el Grupo no ha incurrido en costos para obtener o cumplir con un contrato, que reúnan las condiciones para su activación. Los costos incurridos para obtener un contrato son sustancialmente pagos de comisiones por ventas que, si bien son costos incrementales, se relacionan con contratos de corto plazo o con obligaciones de desempeño que se satisfacen en un determinado momento, por lo tanto, el Grupo ha decidido reconocer estos costos como un gasto cuando tengan lugar.

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

Argentina ha dado señales de intervención en el mercado eléctrico desde que se produjo la crisis en el año 2002. En este contexto durante los siguientes años, hasta que el Gobierno anunció en 2012 su intención de modificar el marco regulatorio por uno basado en costo medio.

En diciembre de 2019, por medio de la Resolución 12/2019, el Gobierno decidió derogar la Resolución 2018-70-APN-SGE que permitía a las compañías manejar su propio abastecimiento de combustible quedando a cargo nuevamente de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA).

Con fecha 27 de febrero de 2020, se publicó la Resolución SE N° 31/2020 de la Secretaría de Energía la cual reemplaza a la Resolución SRRyME N°1/2019 con vigencia a partir del 1 de febrero de 2020. La misma pesificó los precios de la remuneración al tipo de cambio ARS 60 = 1 USD y estableció actualización de los valores en Pesos Argentinos. La Resolución define una remuneración mínima de potencia por tecnología y escala según su disponibilidad real, adicionalmente para las unidades térmicas se establece la posibilidad de ofrecer compromisos de disponibilidad con una remuneración diferencial igual para todas las tecnologías. CAMMESA habilitará al generador térmico a declarar hasta 30 días antes del inicio de cada período trimestral el valor de potencia firme a comprometer por cada unidad, pudiendo discriminar por período verano, invierno y resto (se podrán hacer ajustes en el mismo período). La remuneración que recibirá una unidad con compromiso de potencia será proporcional a su cumplimiento, siendo el valor mínimo calculado en base al precio mínimo. La remuneración de potencia se afectará según sea el factor de uso del equipamiento de generación térmico.

Adicionalmente, los Generadores Habilitados Hidráulicos (GHH) recibirán una remuneración mensual por la potencia media operada disponible en las horas de máximo requerimiento térmico (HMRT). Se remunerará al precio de la Potencia en Horas de Máximo Requerimiento Térmico (PrecPOHMRT). Por su parte, los Generadores Habilitados Térmicos (GHT) recibirán una remuneración mensual por la potencia media efectivamente entregada en las horas de máximo requerimiento térmico (HMRT). La potencia media efectivamente entregada en las horas HMRT se remunerará al precio de la Potencia en Horas de Máximo Requerimiento Térmico (PrecPHMRT).

La Resolución SE N° 31/2020 prevé que los valores de remuneración expresados en pesos argentinos, se actualizarán en forma mensual en función de la evolución del IPC (60%) y el IPIM (40%), publicados por el INDEC. En abril de 2020, por medio de una nota de la Secretaría de Energía, se instruyó a CAMMESA a posponer hasta nueva decisión, la aplicación de dicha actualización.

Mediante el Decreto 732 del 4 de septiembre de 2020, la Secretaría de Energía pasó a depender del Ministerio de Economía.

Energías Renovables No Convencionales

En Argentina, el 21 de octubre de 2015, se publicó la nueva Ley 27.191 de Energías Renovables. La nueva regulación pospuso para el 31 de diciembre de 2017 el objetivo de alcanzar el 8% de participación en la demanda nacional con generación de fuentes renovables y estableció como objetivo de segunda etapa alcanzar un 20% de participación para el año 2025, fijando objetivos intermedios del 12%, 16% y 18% para finales de los años 2019, 2021 y 2023. La

Ley también crea un Fondo Fiduciario (FODER) que podrá financiar obras; otorga beneficios impositivos a los proyectos de energía renovable; y establece la no aplicación de tributos específicos, regalías nacionales, provinciales y municipales hasta el 31 de diciembre de 2025. Los clientes categorizados como Grandes Usuarios (>300 Kw) deberán cumplir individualmente con los objetivos de participación de renovables, estableciéndose que el precio de estos contratos no podrá ser superior a US\$ 113 por MWh, y fijando penalidades a quienes no cumplan con los objetivos.

Revisiones Tarifarias

El 1 de febrero 2017, el ENRE publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Resolución N° 64/2017, mediante la cual se aprobaron los cuadros tarifarios resultantes del proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI).

La normativa también fijó la forma de actualización de los ingresos de la distribuidora por efecto de variación de los precios de la economía y todas las demás cuestiones relacionadas con la calidad de la prestación de servicio y el reglamento de suministro.

Por otra parte, con relación a las obligaciones pendientes del Acta Acuerdo (Activo y Pasivo Regulatorio) y el tratamiento a otorgarse, 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, mediante el cual se pone fin a los reclamos recíprocos pendientes originados en el período de transición 2006 / enero de 2017.

El día 18 de julio de 2019 mediante la resolución 189/19 el ENRE terminó de reglamentar todo lo referente a la normativa a aplicar a los Usuarios-Generadores o “Prosumidores” (Generación Distribuida). Los aspectos más relevantes de la mismas son:

- La aprobación de las Tarifas de Inyección para Usuarios-Generadores de las distintas categorías tarifarias, correspondientes a los Precios Estabilizados de la Energía (PEE) y al Precio Estabilizado del Transporte (PET).
- El encuadramiento de los Usuarios-Generadores de la categoría T1 de acuerdo al máximo valor registrado entre la energía adquirida o demandada y la inyectada.
- Y que para los Usuarios-Generadores de las categorías T2 y T3 la Potencia a Facturar por el Servicio de Distribución será la máxima entre la potencia consumida y la inyectada.

El día 19 de septiembre de 2019 Edesur firmó con el Estado Nacional un Acuerdo de Mantenimiento de Cuadros Tarifarios mediante el cual este último instruyó al ENRE para que, durante el período semestral iniciado el 1° de agosto de 2019, dicho ente mantuviera los cuadros tarifarios vigentes previo al comienzo de dicho período para todas las categorías tarifarias. La diferencia que se generara en el VAD y la diferencia con relación a los precios estacionales por el periodo del 1 de agosto de 2019 al 31 de diciembre de 2019, se recuperaría en 7 cuotas mensuales a partir del 1 de enero de 2020. En este marco se acordó postergar el pago de toda sanción hasta el 1 de marzo de 2020 a su valor original más las actualizaciones que correspondan al momento del pago, en 6 cuotas mensuales, comprometiéndose Edesur a mantener la calidad de su servicio.

El 20 de diciembre de 2019, el Congreso Nacional dio aprobación a la Ley N° 27.541 de LEY DE SOLIDARIDAD SOCIAL Y REACTIVACIÓN PRODUCTIVA EN EL MARCO DE LA EMERGENCIA PÚBLICA, la cual declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2020. En su Artículo 5°, la mencionada ley faculta al Poder Ejecutivo Nacional

(PEN) a mantener las tarifas de jurisdicción federal de electricidad y gas y a iniciar un proceso de renegociación de la RTI vigente en carácter extraordinario por un plazo máximo de hasta 180 días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Asimismo, faculta al PEN a intervenir administrativamente al ENRE por el término de un año (Artículo 6°). Consecuentemente, el 27 de diciembre de 2019 el ENRE instruyó a EDESUR a no modificar el cuadro tarifario vigente.

Con fecha 17 de marzo de 2020, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia (DNU) del PEN N° 277/2020, se nombró un interventor del ENRE hasta el 31 de diciembre de 2020, que tendrá a su cargo la realización de una Auditoría y Revisión Técnica, Jurídica y Económica sobre la gestión anterior, debiendo aportar información y/o documentación al PEN, proponer acciones y medidas que estime que se deban adoptar.

El día 25 de marzo de 2020, mediante el DNU 311/2020 el PEN estableció limitaciones a la posibilidad de efectuar suspensiones de servicios básicos (incluyendo telefonía, internet y televisión por cable) por 180 días corridos, incluyendo los usuarios con aviso de corte en curso. El universo alcanzado quedó restringido a los usuarios que actualmente se encuentran con Tarifa Social y a aquellos que reciben algún tipo de bonificación o subsidio particular (Entidades de Bien Público, Clubes de Barrio, etc.).

El día 18 de junio de 2020, y previo al cumplimiento del plazo de 180 días establecido por el Artículo 5° de la Ley 27.541 de Solidaridad y Reactivación Productiva, Edesur, en forma proactiva, envió al ENRE un "Informe" conteniendo un análisis detallado sobre la evolución de la RTI definida bajo los alcances de la Resolución ENRE N° 64/2017, considerando también su comparación con lo efectivamente sucedido desde la entrada en vigencia de la misma en fecha 1 de febrero de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2020, para que el mismo sirva como parte de la Revisión Tarifaria Extraordinaria instituida por dicha ley. El mismo fue acompañado por el pertinente reclamo de actualización tarifaria correspondiente. En simultáneo fueron emitidas notas y copias, a CABA y PBA, a la Secretaría de Energía, a distintos municipios del área de concesión y a los respectivos defensores del pueblo. Asimismo, con fecha 19 de junio de 2020 se publicó en el Boletín Oficial el DNU N° 543 el cual establece, en primer lugar, la prórroga por 180 días corridos, pasando a ser la nueva fecha límite para esta revisión pasa a ser 17 de diciembre de 2020. En segundo lugar, procede a ampliar los beneficios establecidos por DNU 311/20 (restricciones a las suspensiones de suministro) en caso de mora o falta de pago de los usuarios de hasta 6 facturas consecutivas o alternas (anteriormente 3), cuyos vencimientos operaran desde el 1° de marzo de 2020.

El día 21 de septiembre de 2020 se publicó el Decreto 756 el cual amplía los beneficios de los DNU 311/2020 y 543/2020 en caso de mora o falta de pago de hasta siete (7) facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1° de marzo de 2020 para los clientes vulnerables (anteriormente 3 y luego 6); y prorroga su lapso de aplicación hasta el 31 de diciembre de 2020.

El día de 17 de diciembre de 2020 el PEN emitió el DNU 1020, el cual prorroga por un plazo de máximo de 90 días el congelamiento tarifario, o hasta que entre en vigencia el cuadro tarifario que responda a un Acuerdo de Transición, lo que ocurra primero. Da inicio al Proceso de Renegociación Tarifaria Integral cuyo resultado final sea un Acuerdo Definitivo de Renegociación en un plazo menor a 2 años. Dicha negociación recae exclusivamente en los entes reguladores. En este contexto, autoriza a los reguladores a fijar tarifas de transición y posibilita la segmentación de las categorías tarifarias. Con este fin el DNU asigna facultades al ENRE, adicionalmente a las requeridas por los procesos de renegociación, para realizar transacciones y/o conciliaciones, compensaciones, etc..

Con relación a la situación del suministro de energía eléctrica en los barrios populares, el día 27 de diciembre de 2020. el Estado Nacional, el ENRE y las empresas EDENOR y EDESUR firmaron un acuerdo por el cual se

instrumentó el mecanismo de cancelación de deudas correspondientes al Acuerdo Marco por el período comprendido entre octubre de 2017 y diciembre de 2020, asumiendo las empresas el compromiso de destinar dichos fondos a obras de mejora del servicio eléctrico y el estado de la red que da suministro a los barrios populares con medidores colectivos y otras zonas sensibles de sus áreas de concesión.

El día 15 de enero de 2021 se efectivizó el primer desembolso del acuerdo firmado el día 27 de diciembre de 2020 por autorizados del Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires, el ENRE y las empresas EDENOR y EDESUR. Dicho acuerdo regularizó las deudas que tienen el estado nacional y la provincia respecto al pago de la energía de los medidores comunitarios de los asentamientos clase A y B (barrios carenciados). Asumiendo las empresas distribuidoras el compromiso de utilizar los fondos recibidos para la ejecución de las obras contenidas en el mencionado acuerdo.

Con fecha 19 de enero de 2021, el ESTADO NACIONAL, la PBA y la CABA, suscribieron el “Acuerdo sobre el ejercicio conjunto de la regulación y control del servicio público de distribución de energía eléctrica”, en el cual reconocieron que el proceso de transferencia de jurisdicción no pudo concretarse y que la titularidad del servicio público de distribución de energía eléctrica en las áreas de concesión de EDENOR S.A. y de EDESUR S.A. permanece bajo la titularidad del ESTADO NACIONAL, quien conserva el carácter de Poder Concedente en relación a los respectivos Contratos de Concesión.

El día 19 de enero de 2021 mediante nota Ger Gen 05, EDESUR solicitó al ENRE el nuevo cuadro tarifario a aplicar en función del mecanismo de actualización de monitoreo de costos definido en la RTI vigente correspondiente a febrero 2021, incluyendo los recuperos adeudados.

El día 19 de enero de 2021 el ENRE emitió su Resolución N° 15/21 la cual dispone que el 70% del saldo de la cuenta a que hace referencia el Anexo I de la Resolución ENRE N° 42 de fecha 2 de junio de 2020 se destine a los Usuarios Activos, y que el 30 % de dicha cuenta se destine a brindar una solución a grupos vulnerables de Usuarios y Usuarías que incluso se encuentran especialmente afectados por la crisis sanitaria y económica resultante del contexto actual.

Con fecha 19 de enero de 2021 el ENRE emitió la Resolución N° 16, la cual da inicio al procedimiento de adecuación transitoria de las tarifas con el objetivo de establecer un Régimen Tarifario de Transición, hasta tanto se arribe a un Acuerdo Definitivo de Renegociación, convocando a EDESUR y EDENOR a participar del proceso. Adicionalmente establece que se facilitará la realización de diversas instancias de participación, y notifica y comunica a las empresas, a la Comisión de Usuarios Residenciales y distintos estamentos del estado, defensorías y asociaciones.

En forme simultánea, el regulador mediante nota 05145101 solicitó remitir al mismo la Evolución Financiera requerida para el año 2021 y el Plan de inversiones 2021-2022. A fin de avanzar con el proceso iniciado por su Resolución 40/21.

El día 21 de enero de 2021 la Secretaría de Energía emitió la Resolución 40 procedimentando el “Régimen Especial de Regularización de Obligaciones” para las deudas mantenidas con CMMESA de las Distribuidoras (por consumos de energía, potencia, intereses y/o penalidades) acumuladas al 30 de septiembre de 2020. La misma inicia el proceso de regularización establecido por el Artículo 87 de la Ley N° 27.591.

Con fecha 18 de febrero 2021, el ENRE mediante su resolución 37 ordenó a EDENOR S.A. y EDESUR S.A. a suspender a partir de la notificación de la presente resolución, en forma inmediata y con carácter transitorio, la emisión de Notas de Débito y Liquidaciones Complementarias para los Consumos No Registrados.

El día 5 de marzo de 2021 el ENRE a través de su Resolución 53/21 convoca a audiencia pública sobre el proceso de transición tarifaria el 30 de marzo de 2021, y mediante nota N°-2021-21357610-APN-ENRE#MEC del 10 de marzo se solicita a EDESUR a presentar información relacionada. Siendo, presentada la misma por EDESUR, el día 13 de marzo del 2021 a través de la nuestra nota GAL N° 128.

El día 9 de marzo de 2021 mediante Resolución ENRE 58/21 se impide a EDESUR cortar a los clientes por deudas anteriores al 28/02/21 (efecto COVID), pide que se exponga separado en la factura y que se le informe al ENRE. También dice que “serán abonados a las concesionarias conforme a las pautas que establezca oportunamente este Ente Regulador, por lo que deberán abstenerse hasta ese momento de perseguir su cobro”.

En el marco de la información que resultó accesible para la Audiencia Pública, EDESUR accedió al Informe, previamente reservado, de la Intervención del ENRE sobre la Revisión Tarifaria Vigente. Rechazando las argumentaciones de la auditoría conforme Nota GAL 168/21, de fecha 25 de marzo de 2021, dirigida al ENRE en el marco del expediente administrativo vinculado a la dicha audiencia, sosteniendo EDESUR S.A. que el proceso de RTI deriva de actos regulares de la Administración, de plena legalidad, y actualmente con firmeza y cuyo resultante fue la fijación de la remuneración de LA CONCESIONARIA bajo las premisas y alcances de la Ley 24.065.

Con fecha 30 de marzo de 2021, el ENRE mediante la Res. ENRE N° 79/2021 aprobó nuevos cuadros tarifarios con aplicación a partir del 1° de abril de 2021, sin reflejarse ningún tipo de modificación sobre el Valor Agregado de Distribución que percibe EDESUR. La misma refleja los aumentos del FNEE y Precio Estacional Estabilizado para las Demandas Mayores de 300 kWh-mes previsto por la Resolución de Secretaría de Energía 131/21 (22/02/21) y sus posteriores postergaciones mediante Res. SE 154/21 (04/03/21) y Res. SE 204/21 (16/03/21).

Los días 30 y 31 de marzo de 2021 se llevó a cabo la audiencia pública para tratar la tarifa transitoria para las Empresas Edesur S.A. y Edenor S.A., mientras se continúa el proceso de la Revisión Integral Tarifaria que deberá estar antes del 2023. La Audiencia se inició el día 30 a las 8:30hs y a las 18:30hs hubo un cuarto intermedio, continuando el día 31 de marzo de 2021 a las 08:30 y finalizando a las 17:00hs. Tuvo 159 inscriptos y se realizaron 129 presentaciones de personas que representaban diversos colectivos y/o particulares que expusieron sus opiniones, problemáticas y pedidos tanto generales como particulares en relación al servicio de Distribución Eléctrica.

Por otra parte, la Secretaría de Energía a través de su nota N°-2021-28296712-APN-SE#MEC del 30 de marzo de 2021, instruyó a esta Compañía a prorrogar el plazo dispuesto por el Artículo 6° de la Resolución S.E. N°40/2021 hasta el 15 de mayo del 2021. En virtud de que aún se mantienen las negociaciones entre dicha Secretaría, los ENTES y las empresas distribuidoras en relación al régimen de transición.

b) Brasil

Las legislaciones en Brasil permiten la participación de capitales privados en el sector eléctrico, defienden la libertad de empresa en competencia para la actividad de Generación y Transmisión, como así también los criterios para evitar que determinados niveles de concentración económica y/o prácticas de mercado conduzcan a un deterioro de la libre competencia.

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 (15 de marzo para Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla), 22 de abril para Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce), 4 de julio para Enel Distribución São Paulo (ex Eletropaulo) y 22 de octubre para Enel Distribución Goiás). Dicho mecanismo existe desde

2001, y se llama Cuenta de Compensación de Valores de la Parcela A (CVA) cuyo objetivo es mantener constantes los márgenes operacionales para el concesionario por la vía de permitir ganancias tarifarias debido a los costos de la Parcela A.

La Cuenta de Compensación de Valores (“CVA”, por su sigla en portugués) ayuda a mantener la estabilidad en el mercado y permite la creación de costos diferidos, que es compensado a través de ajustes tarifarios basados en las tasas necesarias para compensar los déficits del año anterior. Estos activos regulatorios (CVA’s y otros) son parte de los activos indemnizables al fin de la concesión, en el caso de no ser posible en el tiempo la compensación a través de las tarifas. Así, en conformidad con NIIF, se permiten la contabilización de dichos activos regulatorios (ver Nota 3.d.1).

En Brasil existen tres tipos de modificación tarifaria: (i) Revisiones periódicas, las cuales se realizan según lo establecido en los contratos de concesión (en Enel Distribución Ceará y Enel Distribución São Paulo cada 4 años y en Enel Distribución Río y Enel Distribución Goiás cada 5 años) que corresponden a la revisión de tarifa normales (“RTO”); (ii) Reajustes anuales pues a diferencia de otros países, en Brasil la tarifa no se indexa automáticamente con la inflación, (“IRT”); y (iii) Revisiones extraordinarias (“RTE”), cuando se produzcan eventos relevantes que pueden alterar el equilibrio económico financiero de las distribuidoras.

Las últimas revisiones tarifarias de las distribuidoras de Enel fueron realizadas en 2018 (Enel Distribución Río y Enel Distribución Goiás) y 2019 (Enel Distribución Ceará y Enel Distribución São Paulo). Las próximas revisiones de las distribuidoras de Enel se realizarán en 2023.

En función de los descalces entre los costos 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.

Desde enero de 2015 hasta la fecha de reporte de estos estados financieros, los valores adicionales de las banderas han estado cambiando en función de nuevas expectativas de costos futuro de la generación. Los valores actualmente practicados (desde noviembre de 2019) de las banderas son:

- Bandera tarifa verde: condiciones favorables de generación
- Bandera Tarifa amarilla: BRL 1,343 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 1: BRL 4,169 por 100 (kWh)
- Bandera Tarifa rojo- nivel 2: BRL 6,243 por100 (kWh)

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.

Propuesta de solución para la falta de liquidez del mercado a corto plazo

El mercado brasileño a corto plazo está sin liquidez desde 2015, año en que varios límites en la justicia se concedieron a los generadores hidráulicos por su asunción de riesgos no hidrológicos. Esto porque el despacho térmico realizado

fuera del orden de mérito de costo, la importación de energía sin garantía física y el impacto de las usinas estructurantes (usinas Belo Monte, Jirau y Santo Antonio) desplazaron su generación y las expusieron al mercado a corto plazo por cuenta de factores no administrables y ajenos al riesgo hidrológico. De esta forma, las liminares eximían a los generadores hidráulicos a pagar sus deudas en el mercado a corto plazo, valor que hoy llega a BRL 7 mil millones y representa cerca de 70% del valor contabilizado total del mercado.

Después de la publicación de la Ley 14.052 de 2020, el 8 de septiembre, que establece nuevas condiciones para la renegociación del riesgo hidrológico, el 1 de diciembre ANEEL publicó la Resolución Normativa 895/2020 (REN 895/2020) para regular la compensación de riesgos no hidrológicos asumido por centrales hidroeléctricas desde 2013 hasta la actualidad. La CCEE publicó los valores y plazo de extensión dentro de los 90 días establecidos en la resolución, pero, debido a algunos requerimientos administrativos aún no deliberados, la ANEEL suspendió la homologación hasta la conclusión de esos procesos. Los agentes tendrán más 60 días para firmar el acuerdo, renunciando a los procesos judiciales. Este acuerdo resolverá el impasse de los generadores hidráulicos en los tribunales y restablecerá la liquidez en el mercado brasileño en el corto plazo.

Restricciones de operación por Constrained Off (indisponibilidad de la red) de las centrales eólicas

El 23 de marzo de 2021 se publicó la Resolución Normativa 927/2021, que establece procedimientos y criterios para el cálculo y pago de las restricciones de operación por Constrained Off (indisponibilidad de la red) de las centrales eólicas. Esta resolución determina la separación de la evaluación, con diferentes metodologías y procesos, de las restricciones pasadas que quedaron suspendidas pendiente de resolución del tema, hasta septiembre de 2021 (fecha de corte establecida por la REN 927); y futuros, después de esta fecha. Para el pasado, serán reconocidas las restricciones de operación para el mercado regulado; en el caso del mercado libre, los pedidos serán evaluados caso por caso.

Reajuste Tarifario para Enel distribución Ceará 2020

El 14 de abril de 2020, ANEEL aprobó el reajuste tarifario de Enel Ceará, con efecto medio de 3,94% para los consumidores finales. El regulador pospuso los aumentos de tarifas para los próximos tres meses, reaccionando a la emergencia económica creada por la crisis COVID-19 y con el objetivo de proteger a los clientes cautivos. Las tarifas permanecieron congeladas hasta el 30 de junio de 2020 y fueron ajustadas a partir del 1 de julio de 2020.

Cabe señalar que la pérdida de ingresos debido a la no aplicación de las nuevas tarifas en el período mencionado se compensará con el aplazamiento del pago de las cuotas del CDE, para las competencias de mayo, junio y julio de 2020. Dichos pagos serán debidamente ajustados por la tasa Selic y recompuestos al fondo del CDE por Enel Ceará en hasta 5 cuotas iguales a partir de agosto de 2020. En tanto, la diferencia en los ingresos de la tarifa aprobada y la tarifa extendida será ajustada por el regulador hasta el 30 de junio de 2020 y considerada en el proceso tarifario posterior.

Designación CIEN

En 19 de junio de 2020 el Ministerio de Minas y Energía publicó ordenanza N°. 255, la cual define por la designación oficial a Enel CIEN para continuar operando las instalaciones de Garabi 1 hasta que se designe un nuevo operador a través del proceso de licitación, probablemente a partir de AGO/22. Hasta referida fecha, Enel CIEN recibirá ingresos anuales (RAP) calculados con bases en los criterios y la metodología actuales.

Reajuste Tarifario Enel Distribución São Paulo (2020):

El 30 de junio de 2020, ANEEL aprobó el reajuste tarifario de Enel Distribución São Paulo, con efecto medio de 4,23% para los consumidores finales, siendo del 6,00% en promedio, para los consumidores conectados en la Alta Tensión y del 3,58% para los consumidores conectados en la Baja Tensión.

Cabe mencionar que el reajuste ya consideró los efectos debido a la anticipación de la cuenta COVID-19, reduciendo así un mayor aumento de tarifas para el consumidor, que sin ese recurso sería de 12,22%.

Reajuste Tarifario para Enel Distribución Goiás S.A. (2020)

El 20 de octubre de 2020, ANEEL homologó el resultado del reajuste de Enel Distribución Goiás, a partir del 22 de octubre de 2020.

El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de +4,28%, siendo de +6,63% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y de +3,36% para los conectados en Baja Tensión - BT.

La ANEEL consideró un ajuste financiero negativo, -7,84%, debido a los montos recibidos en la Cuenta COVID-19.

Resolución Normativa ANEEL N° 874/2020

El 10 de marzo de 2020, ANEEL homologó la nueva metodología para el cálculo y la periodicidad de la actualización de la tasa de remuneración del capital regulatorio (WACC), que será actualizada y publicada anualmente por ANEEL utilizada para revisar la tarifa o los ingresos de los distribuidores, transmisores y generadores de energía eléctrica. Enel Distribución Sao Paulo, Enel Distribución Goiás, Enel Distribución Rio y Enel Distribución Ceará conocerán la WACC que se aplicará para su próxima revisión tarifaria solo en 2023. Cabe señalar que ANEEL también definió la WACC para los transmisores que deberían tener su Revisión Tarifaria en 2019 pero se pospusieron para 2020 (caso de Enel Cien).

Despacho ANEEL N° 986/2020

La diferencia de precios Spot en 2019 llevó CCEE a un monto de BRL 2 mil millones. En 7 de abril de 2020, ANEEL aprobó el traspaso de este diferencial a los consumidores libres (BRL 500 mil millones) y las distribuidoras (BRL 1,4 mil millones) para costos futuros de cargos de servicios anclares y restricciones de operación.

Decreto N° 10.350/2020

El 18 de mayo de 2020, el gobierno publicó Decreto que reglamentó la cuenta COVID-19, préstamo de rescate del sector a empresas de distribución en respuesta a la pandemia COVID-19. La cuenta COVID-19 consiste en un préstamo obtenido de un grupo de bancos públicos y privados, destinado a preservar la liquidez de las empresas del sector y, al mismo tiempo, aliviar los impactos de la crisis por parte de los consumidores. Estos valores posteriormente se incluirán en los reajustes tarifarios de 2021, y permanecerán en las tarifas por 5 años hasta que el préstamo esté totalmente amortizado.

Reajuste Tarifario para Enel Distribución Río (2021)

El 09 de marzo de 2021, ANEEL homologó el resultado del reajuste de Enel Distribución Río, a partir del 15 de marzo de 2021. El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de +6,02%, siendo de +10,38% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y de +4,63% para los conectados en Baja Tensión - BT.

Despacho ANEEL N° 361/2021 Devolución de créditos fiscales (PIS/COFINS) al consumidor

ANEEL abrió en 11 de febrero de 2021 una consulta pública para presentar su propuesta de devolución de los créditos fiscales derivados de procesos judiciales debido a la exclusión del impuesto ICMS de la base de cálculo del impuesto PIS/COFINS. La propuesta es de devolución en cinco años, mediante descuento en la factura de energía.

A pesar de que esta consulta aún no ha llegado a una decisión final, ANEEL publicó, en 19 de febrero de 2021, el Despacho N° 361/2021 con el fin de permitir que, ante situaciones excepcionales, en las que exista la posibilidad de un expreso incremento tarifario, parte de los créditos podrán ser utilizados en los procesos tarifarios que ocurran antes de la publicación de la decisión final sobre esa consulta pública.

Resolución Normativa N° 925/2021 Cambio de reglas de continuidad

Publicada el 31 de marzo de 2021, la Resolución Normativa N° 925/2021 aprobó nuevas reglas para la continuidad del servicio de suministro de energía. Los principales cambios fueron: ajustes en la compensación para que los consumidores con los peores niveles de servicio sean adecuadamente compensados; cambios en la definición del Componente Q del Factor X, con la introducción de multiplicadores que previenen la recurrencia y violación de los conjuntos eléctricos; actualización de la estructura de los indicadores de continuidad, excluyendo indicadores externos en la evaluación de los distribuidores. Esta resolución tendrá aplicación a partir de 2022.

Resolución Normativa N° 928/2021 Medidas para preservar el desempeño del servicio de distribución eléctrica debido a la pandemia de coronavirus (COVID- 19)

La ANEEL aprobó las medidas para preservar la prestación de del servicio de distribución eléctrica debido a la pandemia de coronavirus (COVID- 19), que estará vigente entre el 1 de abril y el 30 de junio de 2021.

Las principales medidas son:

- (i) prohibir el corte a consumidores de bajos ingresos, consumidores que cuenten con equipos de soporte vital y unidades de servicios de salud, fabricación, distribución y vacunas y sueros, bancos de sangre e institutos médicos legales;
- (ii) prohibición de corte por incumplimiento de los consumidores afectados por la imposibilidad de entregar la factura impresa por un acto de lucha contra la pandemia;
- (iii) Prohibición de recortar y cobrar intereses y multas a UC afectadas por medidas de combate al Covid-19 que implican el cierre de los puestos de cobranza;
- (iv) Suspender la obligación de pagar una indemnización por incumplimiento de los indicadores de continuidad y cumplimiento de voltaje. La compensación suspendida debe respetarse hasta el 21 de diciembre con un método de actualización que se definirá más adelante.

Resolución Normativa N° 929/2021 y Despacho N° 904/2021 - Transferencia de 2,23 biR\$ de reducción tarifaria en 2021

Publicada el 06 de abril de 2021, la Resolución Normativa N° 929/2021 reguló los recursos en proyectos de investigación y desarrollo y de eficiencia energética, sin compromisos, que serán utilizados para reducción tarifaria. Para el año 2021, la reducción es de 2,23 biR\$. El Despacho ANEEL n° 904/2021, el 06 de abril de 2021, establece los montos y porcentajes correspondientes para cada agente del sector eléctrico.

Despacho N° 939/2021 - CDE Cuenta COVID

Publicado el 06 de abril de 2021, el Despacho ANEEL N° 939/2021, establece los importes mensuales de pago de la cuenta CDE-COVID.

Medida Provisional 1.040/21 – Entorno empresarial en Brasil

El 29 de marzo de 2021, el Presidente de la República firmó la medida provisional sobre el entorno empresarial en Brasil. Esta medida tiene como objetivo acelerar la recuperación económica a partir de un mejor entorno para hacer negocios, atraer inversión extranjera y ayudar a Brasil a mejorar su posición en el ranking Doing Business. Sus efectos ya son válidos, pero hay un plazo de 90 días para ser aprobado por el congreso o perderá su vigencia. Los puntos principales son: (i) Cuando sea necesaria una licencia o autorización para realizar obras en la vía pública, el órgano competente deberá posicionarse en un plazo de cinco días hábiles contados a partir de la fecha de la solicitud; (ii) En caso de que no exista decisión del organismo competente, se autorizará al distribuidor para realizar la obra; (iii) En caso de incumplimiento de las condiciones establecidas en la solicitud o en la legislación aplicable, el organismo público podrá revocar, en cualquier momento, la licencia o autorización; (iv) Las condiciones de flexibilidad son: a. Solicitudes de conexión en área urbana, con potencia contratada de hasta 140 kVA; b. Distancia del sitio a la red de distribución de un máximo de 150 m; c. No es necesario realizar obras para ampliar, reforzar o mejorar el sistema de distribución eléctrica. La medida Provisional recibió 252 propuestas de Enmiendas, que serán analizadas por relator.

Nueva actividad accesoria para las Distribuidoras

A partir de un pedido de Enel, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica ha aprobado, el 6 de Abril de 2021, una nueva actividad accesoria a las Distribuidoras Enel, de crédito de valores en las facturas de energía eléctrica. Con eso, empresas terceras, mediante pago, podrán utilizar la factura de energía para proveer créditos a clientes específicos.

c) Colombia

En 1994, se publicaron la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142) y la Ley Eléctrica (Ley 143), mediante las cuales se definieron los criterios generales y las políticas que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios en Colombia, y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia.

La Ley Eléctrica viabiliza el enfoque constitucional, regula las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, crea un ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado. Existe libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, para los negocios de transmisión y distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios.

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

El mercado eléctrico se transa la energía por medio de contratos bilaterales o 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 se cuenta con dos mecanismos: i) las subastas de Energía Firme del esquema de “Cargo por Confiabilidad” y ii) las subastas de contratos de largo plazo como fomento a las Fuentes Renovables no Convencionales de Energía (FRNCE).

Con el objeto de promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) establece en el año 2019, las reglas generales de comportamiento de mercado que promueven y permiten profundizar en: el libre acceso a las redes y facilidades que por su naturaleza son monopolios, la libre elección de prestadores de servicio y la posibilidad de migración de usuarios, la transparencia, la neutralidad, la eficiencia económica, la libre competencia y la no utilización abusiva de la posición dominante.

El Gobierno Nacional publicó los documentos finales con los análisis y propuestas de la “Misión de Transformación Energética”, que se constituirá en hoja de ruta del sector, como guía de las principales transformaciones que se adoptarán a futuro.

Energías Renovables No Convencionales

En 2014 se promulgó la Ley N° 1.715, creando un marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, donde se establecieron lineamientos sobre declaratoria de utilidad pública, incentivos tributarios, arancelarios y contables. Como parte de la reglamentación, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto N° 2.469 de 2014, el cual estableció los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración. La reglamentación expedida por la CREG se ha orientado a permitir la participación de las Fuentes Renovables no Convencionales de Energía (FRNCE) en el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, así mismo se ha fomentado regulatoriamente la participación de la demanda por medio de la autogeneración a gran y pequeña escala.

De esta forma, con el objetivo de contar con una matriz de generación de energía eléctrica resiliente y complementaria mientras se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y se promueve la competencia en el sector, el Ministerio de Minas y Energía (MME), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y la Comisión de Energía y Gas (CREG) han realizado una serie de ajustes a la reglamentación de la subasta, definiendo una subasta con participación voluntaria, exclusiva para proyectos nuevos de FNCER, de dos puntas, de sobre cerrado, con precio techo y cuyo producto es un contrato tipo pague lo contratado, a 15 años en COP/kWh y con fecha de inicio a partir del 1 de enero de 2022.

En mayo de 2019, se aprobó la Ley 1955, Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 "Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad". Se destacan entre otros los siguientes temas del articulado definitivo: i. Beneficio Tributario: quienes realicen inversiones en FNCER, tendrán derecho a deducir de su renta en un periodo no mayor de 15 años, el 50% del total de la inversión realizada. ii. Matriz energética -Compra Energía FERNC en contratos de largo plazo: los agentes comercializadores estarán obligados a comprar energía eléctrica proveniente de FNCER (entre el 8% y 10% de sus compras). En cualquier caso, el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que delegue, reglamentará el alcance de la obligación.

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), publicó en el mes de febrero de 2021, el Plan Energético Nacional 2020-2050: "La transformación energética que habilita el desarrollo sostenible" es un documento indicativo de prospectiva energética. Cuyo propósito es definir una visión de largo plazo para el sector energético colombiano e identificar las posibles vías para alcanzarla y los trade-offs entre ellas. Presenta escenarios energéticos de largo plazo, a través de los que se pueden analizar aspectos tecnológicos y económicos asociados a la transformación energética, que sirven como punto de apoyo en las decisiones estratégicas del sector.

En marzo de 2021 el Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución 40060, mediante la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 y que hace referencia a la contratación obligatoria con Fuentes no Convencionales de Energía Renovable (FNCER). La norma aplica a todos los comercializadores que atienden el mercado regulado y no regulado, los cuales están obligados a que el 10% de las compras anuales de energía destinadas a atender usuarios finales provengan de Fuentes no Convencionales de Energía Renovable (FNCER). La obligación será exigible desde 2023.

Revisiones Tarifarias

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) define la metodología de remuneración de las redes de distribución. Los cargos de distribución se revisan cada cinco años y se actualizan mensualmente de acuerdo con el Índice de Precios al Productor (IPP).

En febrero de 2018 la Comisión de Regulación publicó la Resolución CREG 015, que decide de manera definitiva la Metodología de Remuneración de Distribución para el nuevo periodo tarifario. Posteriormente, el 24 de junio de 2020, la Comisión expidió la Resolución CREG 122 de 2020, que aprueba los cargos de distribución de manera definitiva para Enel Codensa. En su aprobación la Comisión resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa a la Resolución CREG 189 de 2019.

En suma, la Comisión en su aprobación determinan la remuneración de la base de activos existente, la presentación de planes de inversiones, la remuneración de gastos de operación y mantenimiento y se define sendas de mejoramiento de pérdidas y calidad del servicio.

En septiembre de 2018 la Comisión publicó la Resolución CREG 114, por la cual se determinan los principios y condiciones generales que deben cumplir los mecanismos para la comercialización de energía eléctrica para que sus precios sean reconocidos en el componente de costos de compras de energía al usuario regulado.

En febrero de 2019, la CREG publicó la Resolución CREG 015, que modifica a la tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica (siendo de 11,79% para el año 2019, 11,64% para el año 2020, 11,50% para el año 2021 y 11,36 del año 2022 en adelante), que responde a la metodología anteriormente mencionada.

En mayo de 2019, El Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución 40459. Esta nueva regulación del Ministerio revisa los lineamientos de política pública sobre Infraestructuras de Medición Avanzada (AMI), en el servicio público de energía eléctrica.

En mayo de 2019, se aprobó la Ley 1955, Plan Nacional de Desarrollo, fijó la hoja de ruta que establece los objetivos del gobierno, fijando programas, inversiones y metas para el periodo presidencial.

En septiembre de 2019, la SSPD publicó el reglamento de la sobretasa nacional de 4 \$/kWh, como parte de las medidas requeridas para garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica a cargo de las empresas intervenidas por parte de la SSPD, esta tasa se aplicará a los estratos 4,5 y 6; comerciales e industriales, se causará a partir de noviembre y será retroactiva a julio y su recaudo se considera un ingreso de terceros.

A raíz de la coyuntura mundial y nacional ocasionada por la pandemia COVID-19, el 17 de marzo de 2020 se declaró el Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica en todo el territorio nacional y se ha venido extendiendo, la última fecha va hasta 31 de mayo de 2021, ordenó el aislamiento preventivo obligatorio de todos los habitantes del territorio; estas medidas han generado la expedición de diferentes normas y regulación transitoria por parte del MME, la CREG y la SSPD entre otras, que buscan garantizar la continua prestación de los servicios públicos domiciliarios, la estabilidad en su prestación y mitigar los efectos económicos y sociales en el sectores de energía eléctrica y gas natural.

La Corte Constitucional declaró inexecutable el artículo 313 de la Ley 1955 de 2019, mediante sentencia C-504, en donde indica que los agentes de recaudo de la sobretasa deben de abstenerse de facturar, cobrar y recaudar la sobretasa en aquellos periodos de facturación inmediatamente siguientes al 3 de diciembre de 2020. No se podrá dar de baja la cartera y se deberá adelantar las gestiones de recaudo para ser girada al fondo empresarial.

La Corte Constitucional declaró inexecutable el artículo 18 de la Ley 1955 de 2019, mediante sentencia C-484, lo que implica que, a partir del año 2021, se volverá a liquidar la contribución tanto para la CREG como para la SSPD como se hacían antes, es decir esto implica una disminución de ambas contribuciones.

El 14 de enero de 2021 la Comisión publicó la Resolución CREG 003 de 2021, por la cual prorroga la aplicación de los subsidios a los usuarios de estrato 1 y 2.

El Ministerio de Minas expidió la Resolución 32005, por la cual se distribuye recursos para el pago de menores tarifas correspondientes al déficit del año 2020. Este pago se realizó en enero de 2021.

El 29 de diciembre de 2020 la CREG publicó la Resolución CREG 235 de 2020 que fija la tarifa de contribución especial para el año 2020 (Codensa presentó recurso contra la liquidación de esta contribución, a la fecha no se ha resuelto por consiguiente no se ha pagado) y estableció un anticipo del año 2021 en el 60% del valor liquidado del año 2020, este pago se realizó a finales de enero de 2021.

De acuerdo con la Res SSPD 20201000062385 estableció el pago el anticipo de la contribución correspondiente al 60% del valor liquidado del año 2019, este pago se realizó a finales de enero de 2021.

El 8 de enero de 2020 la Comisión publica la Res CREG 240 de 2020, modificó la metodología de cálculo del patrimonio transaccional considerando la información financiera que es preparada bajo los marcos técnicos normativos vigentes - NIIF.

A partir de las tarifas de diciembre se empezó a recuperar los saldos pendientes de la opción tarifaria que mantuvo las tarifas sin crecimiento desde abril del 2020.

d) Perú

La Ley N° 25844, 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 pueda ser desarrollada por una misma empresa. El sistema eléctrico peruano se le conoce como Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), además de algunos sistemas eléctricos aislados.

De acuerdo con la Ley antes mencionada, la operación de las empresas de generación se sujetará a las disposiciones del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. El COES administra las transferencias de potencia y energía entre las generadoras considerando las inyecciones y retiros de contratos y valoriza mensualmente dichas transferencias, así como las compensaciones a los titulares de los sistemas de transmisión y compensaciones a otras generadoras conforme a la regulación establecida por OSINERGMIN al respecto.

La Ley N° 28832 tiene como sus principales objetivos i) asegurar la suficiencia de generación eléctrica eficiente, que reduzca la exposición del sistema eléctrico a la volatilidad de precios y al riesgo de racionamiento por falta de energía; y asegurar al consumidor una tarifa eléctrica competitiva; ii) reducir la intervención administrativa en la determinación de precios de generación mediante soluciones de mercado y iii) propiciar competencia efectiva en el mercado de generación.

Los principales cambios introducidos por la Ley están referidos a la participación en el mercado de corto plazo de las empresas de generación, las empresas de distribución y los grandes clientes libres, incluyéndose por tanto a distribuidores y clientes libres como integrantes del COES, modificándose la estructura de este organismo. Adicionalmente, se introdujo el mecanismo de licitaciones que deberán seguir las empresas distribuidoras de electricidad para efectos de celebrar contratos de suministro de electricidad con empresas generadoras destinados a abastecer el servicio público de electricidad y optativamente para el caso de usuarios libres.

La venta de energía que efectúen los generadores a distribuidores que estén destinadas al servicio público de electricidad se realizará a través de licitaciones o a través de contratos bilaterales (con precio máximo regulado - Tarifa en barra). El mecanismo de 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.

Mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM se aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (Reglamento MME), en el cual se incorpora la definición "MME" que está conformado por el mercado de corto plazo ("MCP") y los mecanismos de asignación de servicios complementarios, inflexibilidades operativas y asignación de rentas de congestión. Los participantes autorizados a comprar en el MCP son: los generadores para atender sus contratos de suministro; los distribuidores para atender a sus usuarios libres, hasta por un 10% de la máxima demanda; y los grandes usuarios para atender hasta el 10% de su máxima demanda. El COES calculará los costos marginales de energía y costos marginales de congestión, valorizará diariamente con carácter provisional las transacciones en el MME y los resultados se pondrán a disposición de los participantes en el portal web del COES.

Los participantes deberán contar con garantías de pago y se incorporan acciones por parte del COES ante el incumplimiento de los mismos.

El Decreto Legislativo N° 1002, crea un régimen promocional para fuentes de energía renovables no convencionales “RER” mediante subastas para tecnologías específicas (para cubrir hasta el 5% de la demanda de energía) con un mecanismo de ingresos garantizados pagado por la demanda mediante un cargo tarifario en el peaje de conexión.

El Decreto Legislativo N° 1221 modificó la Ley de Concesiones Eléctricas para incluir lo siguiente:

- El Ministerio de Energía y Minas determinará para cada concesionario de distribución una Zona de Responsabilidad Técnica.
- La fijación de Valor Agregado de Distribución (VAD) se realizará para cada concesionario de distribución que preste el servicio a más de 50.000 suministros.
- Se pueden presentar proyectos de innovación tecnológica los que, de ser aprobados por el OSINERGMIN, son remunerados con un monto equivalente a un porcentaje máximo de los ingresos anuales.
- Incentivos por mejora de calidad de servicio partiendo de la calidad real hasta alcanzar el valor meta objetivo.

Mediante Decreto Supremo N° 018-2016-EM se modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Las principales modificaciones son: se incorpora la posibilidad de instalar suministros con medición inteligente, la propiedad de dichas instalaciones será de la distribuidora y sus costos de inversión y O&M serán considerados en el VAD; se publicarán las Zonas de Responsabilidad Técnica (ZRT) propuestas; los proyectos de innovación tecnológica estarán comprendidos en el VAD y se compensarán mediante un cargo por potencia.

Con relación a los clientes que pueden optar por pertenecer al mercado regulado o libre, el Decreto Supremo N° 018-2016 mantuvo las siguientes disposiciones:

- El rango para los clientes que pueden optar por ser regulados o libres se mantuvo entre 200 y 2500 kW.
- El cambio de condición debe notificarse al suministrador actual al menos con un año de antelación. El usuario debe mantenerse en la nueva condición al menos por 3 años.
- Los clientes cuya máxima demanda sea mayor a 2500 kW son necesariamente clientes libres.

El Decreto Legislativo N° 1041 modificó diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas (D. Ley N° 25844) y la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832). Mediante Decreto Supremo N° 001-2010-EM se reglamentó el D. Leg N° 1041, donde se modifica el marco normativo eléctrico para el despacho de gas natural y la remuneración de potencia y energía. En cuanto al régimen de transmisión, finalmente se modificó la responsabilidad de pago de la base tarifaria del Sistema Garantizado de Transmisión para asignarla exclusivamente a los usuarios.

Mediante Resolución Suprema N° 006-2019-EM se crea la Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Electricidad. Su objeto es realizar un análisis del mercado de electricidad a fin de formular propuestas que garanticen su sostenibilidad y desarrollo. El plazo de vigencia de la comisión es 24 meses.

Mediante Resolución OSINERGMIN N° 144-2019-OS/CD se modifica el Procedimiento Técnico del COES N° 26 “Cálculo de la Potencia Firme”. Dicho parámetro se utiliza para la determinación de ingresos por potencia de los generadores en el COES, así como también del nivel de contratación que pueden alcanzar. A partir de septiembre 2019, la Potencia Firme para las centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz se determina considerando la producción de energía en las horas de punta del sistema.

Mediante el D.S. N° 044-2020-PCM de fecha 15 de marzo del 2020 y sus normas modificatorias, se declaró el Estado de Emergencia Nacional el cual ha sido prorrogado hasta el 30 de abril de 2021 ante el brote del Coronavirus en el territorio nacional. Durante dicho período se establecieron distintas medidas de aislamiento social obligatorio y se restringieron, entre otros, los derechos de libertad de reunión y libertad de tránsito. De igual manera, establece que el Estado garantiza el acceso a servicios públicos y bienes y servicios esenciales (fijados en el decreto supremo).

Mediante la Resolución Viceministerial N° 001-2020-MINEM/VME, publicada el 19 de marzo del 2020, se establece que las empresas de generación, transmisión y distribución eléctrica deben: (i) activar sus protocolos de seguridad para salvaguardar a su personal, contratistas o terceros; (ii) priorizar acciones para asegurar la continuidad del servicio eléctrico y (iii) remitir al OSINERGMIN y MINEM sus Planes de Contingencia para asegurar la continuidad del servicio.

Mediante el D.U. N° 035-2020, publicado el 3 de abril del 2020, se estableció que las empresas distribuidoras podían fraccionar hasta en 24 meses los recibos emitidos en el mes de marzo de 2020 o que comprendan algún consumo realizado durante el estado de emergencia nacional de los usuarios vulnerables (aquellos con consumo de hasta 100 kWh/mes o usuarios de sistemas eléctricos rurales no convencionales abastecidos con suministros fotovoltaico autónomo). El Estado se hace cargo de los intereses compensatorios con recursos del Fondo de Inclusión Social Energético. Se faculta además a la suspensión de la lectura de medidores y entrega de recibos físicos (se autoriza a entregarlos por medios digitales), a la atención física en los Centros de Atención al Cliente y se autoriza a facturar utilizando el promedio de consumos.

Mediante el D.U. N° 062-2020, publicado el 28 de mayo del 2020, se amplió el rango de clientes que pueden acceder al fraccionamiento de sus facturas del servicio eléctrico a aquellos con un consumo mayor a 100 kWh/mes y menor a 300 kWh/mes. En este caso, la norma establece que el fraccionamiento podrá aplicarse a los recibos del mes de mayo y aquellos que comprendan un consumo durante la vigencia del Estado Emergencia, el interés compensatorio es parcialmente subsidiado por el Estado (de acuerdo al rango de consumo). Además, se amplía la suspensión de las compensaciones por transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales hasta por 60 días calendario posteriores a la culminación del Estado de Emergencia.

Mediante el D.U. N° 074-2020, publicado el 27 de junio del 2020, en el marco de las medidas del Estado de Emergencia Nacional, se creó el “Bono Electricidad”, subsidio que cubre los consumos pendientes de pago que se registren en el periodo entre marzo y diciembre 2020 y que no se encuentren en proceso de reclamo de los usuarios con consumo de hasta 125 kWh/mes (sujeto a condiciones). Dicho bono cubrirá las deudas hasta por un total de PEN 160, siendo que los recursos serán directamente transferidos a las empresas distribuidoras.

Mediante el Decreto Supremo N° 031-2020-EM, publicado el 19 de diciembre del 2020, se establecieron disposiciones para la determinación del precio del gas natural para generación eléctrica en cumplimiento de la Sentencia del Poder Judicial que anuló el Decreto Supremo N° 043-2017 (norma que regulaba el régimen de declaración de precios y determinación de precio mínimo de gas natural para generación eléctrica).

Mediante la Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 218-2020-OS/CD, publicada el 24 de diciembre del 2020, se aprobó el “Manual de Costos Basado en actividades aplicable a las empresas de distribución eléctrica”.

El 07 de enero del 2021 se publicó la Ley N° 31112, Ley que establece el control previo de operaciones de concentración empresarial. Con la entrada en vigencia esta norma (lo que supone la previa aprobación de su

reglamento y otras adecuaciones normativas dispuestas por la propia ley) se derogará el contenido de la Ley N° 26876 con excepción de su artículo 13°, el mismo que modifica el artículo 122° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (relativo a las restricciones de concentración en el sector eléctrico) así como el Decreto de Urgencia N° 013-2019 que establecía el control previo de operaciones de concentración empresarial a partir del 1 marzo de 2021.

Mediante el Decreto Supremo N° 003-2021-EM, publicado el 30 de enero de 2021, se modificó el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas de fin de flexibilizar la exigencia de contratación de transporte 100% en condiciones firmes (ship or pay) para la operación de las centrales térmicas, estableciendo que la contratación en firme será determinada en función de un Factor de Referencia a la Contratación (FRC) que calculará OSINERGMIN considerando el consumo promedio estimado de todas las centrales del SEIN.

Energías Renovables No Convencionales

En Perú, existe un porcentaje objetivo de hasta el 5% de participación de Energías Renovables No Convencionales (“ERNC”) en la matriz energética del país. Es un objetivo no vinculante y la autoridad regulatoria, el OSINERGMIN, realiza subastas con cuotas diferenciadas por tecnología y con precios límites para cumplirlo.

En el 2016 se llevó a cabo la Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables (RER), habiéndose adjudicado trece proyectos entre los cuales tenemos dos Centrales de Biomasa, dos Centrales Solares, tres Centrales Eólicas y seis Centrales Hidroeléctricas.

Revisiones Tarifarias

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”). Excepcionalmente, el último proceso tuvo una duración de 5 años, dado que se requería de un año para implementar las últimas reformas aprobadas en 2015 mediante Decreto Legislativo N° 1221.

A lo largo del 2018 se llevó a cabo el proceso de determinación del VAD para Enel Distribución Perú correspondiente al periodo 2018-2022. El regulador revisó los estudios de costos propuestos, efectuó observaciones y las empresas de distribución sustentaron técnicamente sus propuestas. Al final de dicho proceso tarifario, en general, se mantuvieron los ingresos anuales que percibía la empresa antes del inicio del mismo, los cuales correspondían al periodo tarifario 2013-2017.

Cabe señalar que la regulación peruana sigue el esquema regulatorio de empresa modelo eficiente, de manera que en cada periodo tarifario se establecen los costos de inversión eficientes y de operación y mantenimiento estándar que serán reconocidos a cada empresa de distribución bajo los parámetros y criterios definidos por el OSINERGMIN (organismo regulador). A partir del período tarifario de 2018, la empresa modelo eficiente se construye individualmente para cada distribuidora con más de 50.000 clientes.

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.

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 cuanto a la concentración en un sector específico, en Argentina no se establece límites específicos a la integración vertical u horizontal. En Perú las integraciones de tipo vertical u horizontal en el sector por encima de límites establecidos están sujetas a autorización del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (“INDECOP”), autoridad antitrust, que puede imponer condiciones de conducta comerciales. En Colombia, ninguna empresa podrá tener directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad, en mayo de 2019, se aprobó la Ley 1955, Plan Nacional de Desarrollo, en donde indica que con el fin de asegurar la sostenibilidad de la prestación del servicio en la Costa Caribe, los límites en la participación de la actividad de comercialización podrán ser superiores hasta en 10 puntos porcentuales adicionales al límite regulatorio corriente.

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

En julio de 2019, en Colombia, la Comisión expide la Resolución CREG 079 de 2019, el fin que persigue es que no se modifique el nivel de contratación entre las empresas integradas verticalmente y/o en situación de control, hasta que la CREG apruebe la senda definitiva de máxima contratación propia.

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	> 2.000 kW o > 500 kW (1)
Colombia	> 100 kW o 55 MWh-mes
Perú	> 200 kW (2)

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

(2): 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. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

- a) La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	al 31.03.2021	al 31.12.2020
Efectivo en caja	427	308
Saldos en bancos	626.181	641.870
Depósitos a corto plazo	488.174	749.671
Otros instrumentos de renta fija	55.002	115.144
Total	1.169.784	1.506.993

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

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Moneda	al 31.03.2021	al 31.12.2020
Peso chileno	2.267	638
Peso argentino	56.673	65.480
Peso colombiano	242.579	381.754
Real brasileño	501.484	741.281
Sol peruano	159.430	147.458
Dólar estadounidense	207.302	170.335
Euro	49	47
Total	1.169.784	1.506.993

- c) 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\$

Primeros tres meses

Otros pagos de actividades de operación	2021	2020
Pagos por otros impuestos (IVA, ICMS, PIS/COFINS, Impuestos a las ventas, Impuestos aduaneros, impuestos transferencias bancarias) (1)	(659.782)	(838.012)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Codensa Hogar (2)	(112.549)	(106.775)
Pagos por la cuenta de desarrollo energético (CDE) (3)	(203.110)	(212.501)
Otros pagos varios de actividades de operación (4)	(122.857)	(102.731)
Total otros pagos por actividades de operación	(1.098.298)	(1.260.019)

- (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\$ 528.635 y MUS\$ 618.539 por los periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020, 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\$ 99.135 y MUS\$ 182.126 por los periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020, respectivamente.

- Pagos por impuestos a las ventas en Perú por MUS\$ 18.932 y MUS\$ 25.565 por los periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020, respectivamente.
- (2) Nuestra subsidiaria colombiana Codensa, firmó un acuerdo con un tercero no relacionado para desarrollar un negocio con los clientes de Codensa. En virtud de este acuerdo, Codensa 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 Codensa 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.

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	al 01.01.2021	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo						al 31.03.2021
		Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total	Adquisición de subsidiarias	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Costos financieros (1)	Nuevos pasivos por arrendamientos	Otros cambios	
Préstamos Corto plazo	1.975.028	425.528	(797.744)	(66.376)	(438.592)	-	(4.422)	(60.344)	77.956	-	181.169	1.730.795
Préstamos Largo plazo	4.018.731	390.589	(353)	(44.346)	345.890	-	4.075	(265.303)	1.938	-	(150.435)	3.954.896
Pasivo por arrendamientos	142.560	-	(12.515)	(696)	(13.211)	-	-	(8.210)	1.689	8.317	6.401	137.546
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(114.309)	122.747	-	-	122.747	-	13.154	(60.286)	(39.057)	-	(1.813)	(79.564)
Total	6.022.010	938.864	(810.612)	(111.418)	16.834	-	12.807	(394.143)	42.526	8.317	35.322	5.743.673

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	al 01.01.2020	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo						al 31.03.2020
		Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total	Adquisición de subsidiarias	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Costos financieros (1)	Nuevos pasivos por arrendamientos	Otros cambios	
Préstamos Corto plazo	1.537.216	217.177	(85.137)	(90.491)	41.549	-	(1.108)	(192.360)	87.622	-	510.697	1.983.616
Préstamos Largo plazo	4.781.834	88.423	-	-	88.423	-	-	(689.902)	-	-	(507.634)	3.672.721
Pasivo por arrendamientos	190.267	-	(14.915)	(1.683)	(16.598)	-	-	(18.522)	2.596	12.488	-	170.231
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(67.937)	247	-	-	247	-	(950)	(145.253)	-	-	(1.067)	(214.960)
Total	6.441.380	305.847	(100.052)	(92.174)	113.621	-	(4.116)	(2.092.074)	180.436	12.488	1.996	5.611.608

- (1) Corresponde al devengamiento de intereses.

6. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

La composición de otros activos financieros al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es la siguiente:

Otros activos financieros	Corrientes		No corrientes	
	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados (1)	109.554	118.383	20.328	25.460
Activos financieros medidos a costo amortizado (1)	25.899	13.827	5.706	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados CINIIF 12 (2)	-	-	2.275.602	2.468.149
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	-	-	241	268
Activos financieros medidos a costo amortizado CINIIF 12 (3)	9.453	10.283	243.447	267.351
Instrumentos Derivados Cobertura (4)	46.833	86.465	34.646	29.635
Instrumentos Derivados No Cobertura (5)	6.753	1.321	-	-
Total	198.492	230.279	2.579.970	2.790.863

- (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 Goiás S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A. (cuyos saldos al 31 de marzo de 2021 son MUS\$ 760.051 (MUS\$ 831.941 al 31 de diciembre de 2020), MUS\$ 536.946 (MUS\$ 582.649 al 31 de diciembre de 2020), MUS\$ 41.204 (MUS\$ 43.318 al 31 de diciembre de 2020) y MUS\$ 937.400 (MUS\$ 1.010.241 al 31 de diciembre de 2020), respectivamente). 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.
- (3) Correspondiente a acuerdo de concesión en Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande), ver Nota 3.d.1.
- (4) Ver Nota 21.2.a)
- (5) Ver Nota 21.2.b)

7. OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS

- a) La composición de otros activos no financieros al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es la siguiente:

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020
IVA Crédito Fiscal y Otros Impuestos	64.273	68.200	108.147	118.268
Fondo de aportaciones a Enel Distribución Goiás (1)	10.649	7.536	168.734	180.824
Servicios en curso prestados por terceros	41.436	9.993	-	-
Servicio en curso de I & D y Eficiencia Energética	88.732	90.349	-	-
Depósitos Judiciales	-	-	245.135	267.266
Activos en construcción CINIIF 12 (2)	-	-	338.028	314.825
Impuesto por recuperar Pis/Cofins (3)	274.607	211.611	1.500.772	1.366.883
Gastos pagados por anticipado	59.250	53.783	-	-
Otros	116.777	119.314	113.581	84.790
Total	655.724	560.786	2.474.397	2.332.856

- (1) De acuerdo a la Ley 17.555 del 20 de enero de 2012, el Estado de Goiás en Brasil creó el Fondo de Aporte a Enel Distribución Goiás (Fundo de Aporte à CELG D – “FUNAC” de ahora en adelante), regulado por el decreto N°7.732, del 28 de septiembre de 2012, con el objetivo de reunir y destinar recursos financieros para el reembolso a Enel Distribución Goiás de los pagos de contingencias de cualquier naturaleza cuyo origen haya ocurrido hasta la transferencia del control accionario a Eletrobrás, lo que ocurrió durante el mes de enero de 2015, conforme a los términos del acuerdo de accionistas y gestión, así como a los términos de cooperación de FUNAC. Los recursos del referido fondo dependen de aportes efectuados por el gobierno del Estado de Goiás y de los créditos recibidos por juicios ganados por Enel Distribución Goiás, con origen hasta la misma fecha, que son reembolsados al fondo en cuestión.

Durante el año 2019, el estado de Goiás promulgó una Ley, que limita el periodo de cobertura de la Ley 17.555, pasando de enero de 2015 a abril de 2012. El Grupo está tomando todas las medidas apropiadas con tal de mantener los derechos adquiridos en el momento de la compra de Enel Distribución Goiás, los que se encuentran garantizados por el propio Estado de Goiás, según lo establecido en el contrato de compra y venta firmado el 14 de febrero de 2017. Los recursos presentados por el Grupo argumentan que el derecho a la garantía es legal y contractual, siendo claramente ilegales las acciones del estado de Goiás, considerándose remota la posibilidad de que las acciones judiciales no resulten en un fallo favorable para la Compañía. (ver Nota 33.3.b.19).

Dicho lo anterior, considerando que los recursos no son definitivos, a marzo de 2021 y al cierre del ejercicio 2020 se reconoció una pérdida por deterioro por MUS\$ 5.704 y MUS\$ 14.479, respectivamente, que corresponden a los montos de cuentas por cobrar que cubren el periodo abril de 2012 y enero de 2015. Por este mismo motivo durante el ejercicio 2019 se reconoció una pérdida por deterioro de MUS\$ 110.774.

- (2) Corresponde a activos en construcción referente a concesiones de las subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goiás S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A..
- (3) 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.

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 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. Durante el mes de marzo de 2020, Enel Distribución Sao Paulo recibió una notificación similar por el periodo enero 2015 en adelante. En el mes de marzo de 2021, Enel Distribución Goiás recibió igual comunicación, por el período comprendido entre los años 2006 y 2021.

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 Goiás reconocieron activos por MUS\$ 1.140.824, MUS\$ 216.952 y MUS\$ 417.603, respectivamente, al cierre del primer trimestre de 2021 (MUS\$1.326.297, MUS\$ 252.197 y MUS\$ 0, respectivamente, al 31 de diciembre 2020).

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).

Por otra parte, está pendiente de resolución las acciones judiciales presentadas por nuestra subsidiaria Enel Rio, a la espera de la sentencia definitiva de los Tribunales Regionales respectivos.

Cabe destacar que el PIS COFINS son contribuciones federales que pagan las compañías en Brasil y que tienen por objetivo financiar programas a los empleados, salud pública, asistencia social y la seguridad social, aplicados sobre los ingresos brutos de las compañías. El "imposto sobre circulação de mercadorias e serviços" (ICMS), es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte". (ver Nota 22 y 33.3.b.24).

b) La composición de otros pasivos no financieros al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Corrientes		No corrientes	
	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020
Otros pasivos no financieros				
IVA Débito Fiscal y Otros Impuestos	197.625	230.395	46.239	48.266
Otros	35.627	36.209	58.034	68.695
Total	233.252	266.604	104.273	116.961

8. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

a) La composición de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Corrientes		No Corrientes	
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	3.626.982	3.924.946	583.040	643.923	
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	3.328.136	3.693.052	305.253	354.376	
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto	705	584	7.969	8.214	
Otras cuentas por cobrar, bruto	298.141	231.310	269.818	281.333	

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Corrientes		No Corrientes	
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	2.982.942	3.234.935	522.341	578.524	
Cuentas comerciales por cobrar, neto	2.689.527	3.008.544	244.916	289.361	
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto	639	568	7.777	8.000	
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	292.776	225.823	269.648	281.163	

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Corrientes		No Corrientes	
Detalle de otras cuentas por cobrar, neto (1)	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	
Anticipos a proveedores	100.200	28.441	-	-	
Cuentas por cobrar "baja renta" (i)	42.304	27.593	-	-	
Cuentas por cobrar al personal	8.403	7.869	11.651	12.798	
Cuentas proyecto VOSA (ii)	43.811	43.800	257.705	268.075	
Mecanismos de subsidios y contribuciones	14.340	33.545	-	-	
Otras	83.718	84.575	292	290	
Total	292.776	225.823	269.648	281.163	

(i) Cuentas por cobrar a consumidores de "baja renta" (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., Enel Distribución Goiás y Enel Distribución Sao Paulo S.A., ese descuento a título de subsidio estatal.

(ii) Cuentas por cobrar relacionadas con proyecto en Argentina.

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 7 (2)), los saldos de activos y pasivos regulatorios que no se hubiesen recuperado o devuelto a través de los ciclos tarifarios también estarán sujetos a compensación o devolución por parte del Estado. Lo anterior implica que realización de estos activos o la liquidación de los pasivos no depende de la facturación que se logre efectuar a los clientes durante el periodo de concesión.

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

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

CONTA-COVID

Con fecha 18 de mayo de 2020, se publicó en el diario oficial de Brasil el Decreto N° 10.350, que autorizó la creación de la CONTA-COVID. En esencia, consiste en el establecimiento de un mecanismo de anticipo de caja a las Compañías de Distribución Eléctrica, respecto a cuentas por cobrar ya devengadas, que en una operación normal se recuperarían mediante la facturación futura a clientes, una vez efectuados los correspondientes procesos de actualización tarifaria. La CONTA-COVID es administrada por la Cámara Comercializadora de Energía Eléctrica – CCEE.

La CONTA-COVID está regulada por la Resolución Normativa N° 885 del Ministerio de Minas y Energía, de fecha 23 de junio de 2020, y los fondos de misma se obtuvieron a través de un “préstamo sectorial”, contratado por un conjunto de bancos. La CCEE centralizó la contratación de operaciones de crédito y transfirió los fondos a las Empresas de Distribución Eléctrica, de acuerdo al tope establecido por la ANEEL para cada compañía.

La CONTA-COVID garantiza los recursos económicos necesarios para compensar la pérdida de ingresos por la pandemia y protege al resto de la cadena productiva del sector eléctrico, al permitir que las empresas de Distribución Eléctrica sigan cumpliendo sus contratos. Además, permitió evitar importantes ajustes en las tarifas eléctricas, ya que, sin este mecanismo, se habría generado un impacto para los consumidores en los próximos reajustes, con pago en 12 meses. Con este mecanismo, el impacto se diluirá en un período total de 60 meses.

Los montos recibidos al 31 de diciembre de 2020 por las subsidiarias de Distribución Eléctrica en Brasil (presentados en el estado de flujo de efectivo consolidado a esa fecha, en la línea Otros cobros por actividades de operación), los cuales se registraron contra los correspondientes activos y pasivos sectoriales, fueron BRL3.172.022 (equivalentes a MUS\$ 597.844). Al 31 de marzo de 2021 y 2020 no se recibieron montos por este concepto.

Los incrementos tarifarios diferidos en este período se pagarán por los clientes en hasta 5 años, a partir de este año, mediante una tarifa sectorial cobrada por las distribuidoras y trasladada a la CCEE. La CCEE, a su vez, amortizará el préstamo contratado con la unión de bancos acreedores del préstamo sectorial.

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

El grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los periodos terminados al 31 de marzo de 2021 y 2020.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 9.1.

b) Al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, 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\$

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	al 31.03.2021	al 31.12.2020
Con antigüedad menor de tres meses	607.512	555.004
Con antigüedad entre tres y seis meses	113.122	92.337
Con antigüedad entre seis y doce meses	87.222	75.779
Con antigüedad mayor a doce meses	155.358	169.477
Total	963.214	892.597

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no corriente
Saldo al 1 de enero de 2020	768.217
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	211.536
Montos castigados	(112.591)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(111.752)
31 de diciembre de 2020	755.410
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	44.011
Montos castigados	(22.607)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(72.269)
Otros movimientos	194
31 de marzo de 2021	704.739

(*) Las pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales ascendieron a MUS\$ 44.011 al 31 de marzo de 2021, lo que representa un decremento de un 38,34% respecto a la pérdida de MUS\$ 71.382 registrada durante el primer trimestre de 2020. Esta disminución proviene principalmente de nuestras subsidiarias de distribución de Brasil, por un monto de MUS\$ 17.553 y por los efectos de conversión de las distintas monedas extranjeras con respecto al dólar por MUS\$ 9.818. Ver Nota 29.b) Pérdidas por deterioro de cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar.

Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, para los pocos casos que ocurren en cada país, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones. En nuestro negocio de Distribución, considerando las casuísticas propias de cada país, el proceso supone al menos 6 meses en Argentina y 12 meses en Brasil, Colombia y Perú. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (Ver Notas 3.g.3 y 20.5).

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 2.
- > Información complementaria de Cuentas Comerciales. Ver Anexo 2.1.

9. 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..

9.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es la siguiente:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

miles de dólares estadounidenses - MUSS							Corriente		No corriente	
R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020
Extranjera	Enel Global Infrastructure And Network	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	598	543	-	-
Extranjera	Enel S.p.A	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	914	1.003	-	-
Extranjera	Enel S.p.A	Italia	Matriz	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	58	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	219	243	-	-
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	15	16	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	418	265	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1	1	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	18	18	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	3	1.289	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.285	-	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	51	86	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	32	46	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	105	102	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	108	105	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	140	133	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	México	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	32	33	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	105	93	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	42	43	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	702	2.271	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	362	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	Colombia	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	1.353	709	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	6	7	30	32
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	397	430	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	6	7	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	2.355	2.377	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	229	222	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	790	802	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	45	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	-	22	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	98	92	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	2	2	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	3.022	3.208	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Peaje	Menos de 90 días	51	17	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Venta de Energía	Menos de 90 días	35.623	32.544	-	-
Extranjera	Enel X Argentina S.A.U.	Argentina	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	21	22	-	-
Extranjera	E-Distributie Muntenia	Italia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	62	58	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	148	141	-	-
Total							49.416	46.950	30	32

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Corriente

No corriente

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	5.285	3.685	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	3.382	3.702	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	Menos de 90 días	242	252	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1	67	64	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	BRL	Prest. Por pagar	Más de 90 días	1.585	145	216.583	144.391
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	US\$	Prest. Por pagar	Más de 90 días	263.430	150.269	103.959	-
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Más de 90 días	307	-	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Más de 90 días	968	745	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	256	217	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	España	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	21	25	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	7	8	-	-
Extranjera	Enel Sole	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.116	1.116	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	36.784	31.107	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	22.673	2.348	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	2.829	16.858	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	10.767	9.063	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	53.398	51.334	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	1.030	3.417	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	79	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CLP	Dividendos	Menos de 90 días	113.469	160.914	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.669	2.129	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	-	4	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	1.036	1.547	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Compra de Materiales	Menos de 90 días	1.434	1.501	-	-
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	52	54	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.220	1.321	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	6.742	7.113	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	1.072	2.978	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	475	629	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	10.095	8.196	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	Menos de 90 días	146	942	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	4.397	3.967	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	416	304	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	Menos de 90 días	673	785	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	2.676	2.586	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	28	-	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.092	1.394	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	316	318	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	19.525	15.279	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	3.897	6.755	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	1.148	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	572	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	979	892	-	-
Extranjera	Proyectos y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	163	220	-	-
Extranjera	Edistribución Redes Digitales, S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	653	704	-	-
Extranjera	Edistribución Redes Digitales, S.L.	España	Matriz Común	US\$	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	16	18	-	-
Extranjera	Cesi S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	51	52	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	PEN	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.326	1.328	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	87	70	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	Colombia	Matriz Común	COP	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.367	2.637	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	Colombia	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	40	16	-	-
Extranjera	Enel X North America	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	1	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	80	163	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.151	1.583	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	2.876	2.126	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	905	631	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	8	-	-	-
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	10	11	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	767	766	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	354	345	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	313	240	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	642	780	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	1.394	1.777	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	4	4	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	35	430	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	283	-	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Compra de Energía	Menos de 90 días	92.568	33.395	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	1.188	1.182	-	-
Extranjera	Energética Monzon S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	23	24	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	9.321	6.110	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	35.115	34.999	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	11.222	12.885	-	-
Extranjera	Serviço Elettrico Nacional SpA	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	165	146	-	-
Extranjera	Enel X Argentina S.A.U.	Argentina	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	3	3	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	459	510	-	-
Total							739.878	597.122	320.606	144.391

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

El detalle de las transacciones más significativas con entidades relacionadas no consolidables por los periodos terminados al 31 de marzo de 2021 y 2020 son los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$					Primeros tres meses	
R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	2021	2020
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios Informáticos	(1.913)	(1.586)
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	Gastos Financieros	(3.148)	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(6.209)	(6.589)
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(1.960)	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(2.110)	(1.679)
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	6.707	1.084
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(81.395)	(43.419)
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	España	Matriz Común	Compra de Energía	(2.086)	(2.624)
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Servicios Técnicos	(2.907)	(2.454)
Extranjera	Enel X.S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(1.659)	(820)
Extranjera	Enel Global Services S.r.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(3.069)	(4.611)

d) **Transacciones significativas Enel Américas:**

- > El 20 de mayo de 2020, Enel Américas S.A. formalizó y utilizó en su totalidad, una línea de crédito comprometida revolving con Enel Finance International N.V. por un total de US\$150 millones, a una tasa de interés variable de Libor 1M, 3M o 6M más un margen 1,35%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 20 de mayo de 2021. Esta línea de crédito revolving no posee garantías. Al 31 de marzo de 2021 esta línea se encuentra girada en su totalidad.
- > El 17 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. Al 31 de marzo de 2021 esta línea comprometida no se ha girado.
- > 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, el cual fue desembolsado con amortización de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 22 de enero de 2024.
- > El 14 de febrero de 2021, Enel Américas S.A. formalizó una línea de crédito comprometida Revolving con Enel Finance International N.V. por un total de US\$500 millones, a una tasa de interés variable de Libor 1M, 3M o 6M más un margen 1,08%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 14 de febrero de 2024. Esta línea de crédito Revolving no posee garantías. A 31 de marzo de 2021 esta línea se encuentra girada por US\$ 113 millones.
- > 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 1,10 %, sin garantías, el cual fue desembolsado con amortización de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 4 de marzo de 2023.

- > 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 de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, el cual fue desembolsado con amortización de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 2 de marzo de 2025.

9.2 Directorio y personal clave de la gerencia

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

El Directorio vigente al 31 de marzo de 2021, correspondía al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 30 de abril de 2019, y estaba conformado por las siguientes personas:

- > Sr. Francisco de Borja Acha Besga
- > Sr. José Antonio Vargas Lleras
- > Sr. Enrico Viale
- > Sr. Hernán Somerville Senn
- > Sr. Patricio Gómez Sabaini
- > Sr. Domingo Cruzat Amunátegui

En sesión de Directorio del 30 de abril de 2019, fueron elegidos como Presidente del Directorio, don Francisco de Borja Acha Besga, como Vicepresidente del Directorio, don José Antonio Vargas Lleras, y como Secretario del Directorio, don Domingo Cruzat Amunátegui.

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

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

El Sr. Livio Gallo, con fecha 9 de noviembre de 2020, renunció al cargo de Director de la Compañía. Producto de lo anterior y de acuerdo a lo preceptuado por la Ley de Sociedades Anónimas (Ley N°18.046), en la próxima Junta Ordinaria de Accionistas la Compañía debía renovar la totalidad del Directorio, situación que ha ocurrido con fecha 29 de abril de 2021 (Ver nota 38.iii y 38.iv).

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- Cuentas por cobrar y pagar

No existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

- Otras transacciones

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

b) Retribución del Directorio.

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de Enel 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 31 de marzo de 2021 y 2020:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$				Primeros tres meses		
2021						
RUT	Nombre	Cargo	Periodo de desempeño	Directorio de Enel Américas	Directorio de filiales	Comité de Directores
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - marzo 2021	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Vicepresidente	enero - marzo 2021	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale	Director	enero - marzo 2021	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo	Director	enero - marzo 2021	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - marzo 2021	36	-	12
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - marzo 2021	36	-	12
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - marzo 2021	36	-	12
Total				108	-	36

miles de dólares estadounidenses - MUS\$				Primeros tres meses		
2020						
RUT	Nombre	Cargo	Periodo de desempeño	Directorio de Enel Américas	Directorio de filiales	Comité de Directores
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - marzo 2020	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Vicepresidente	enero - marzo 2020	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale	Director	enero - marzo 2020	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo	Director	enero - marzo 2020	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - marzo 2020	31	-	10
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - marzo 2020	31	-	10
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - marzo 2020	31	-	10
Total				93	-	30

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

9.3 Retribución del personal clave de la gerencia

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

Personal clave de la gerencia		
RUT	Nombre	Cargo
Extranjero	Maurizio Bezeccheri (1)	Gerente General
Extranjero	Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira (2)	Gerente Administración, Finanzas y Control
10.560.169-7	Francisco Miqueles Ruz (3)	Gerente de Planificación y Control
25.067.660-3	Simone Tripepi (4)	Gerente de Enel X South America
Extranjero	Raffaele Cutrignelli (5)	Gerente de Auditoría Interna
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto (5)	Fiscal y Secretario del Directorio

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

(2) El Sr. Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira asumió el 1 de octubre de 2018 como Gerente de Administración, Finanzas y Control.

(3) El Sr. Francisco Miqueles Ruz asumió el 26 de febrero de 2020 como Gerente de Planificación y Control en reemplazo del Sr. Paolo Pescarmona.

(4) El Sr. Simone Tripepi asumió el 29 de agosto de 2019 como Gerente de Enel X South America.

(5) Los señores Raffaele Cutrignelli 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.

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

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

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros tres meses	
	2021	2020
Remuneración	962	839
Beneficios a corto plazo para los empleados	38	44
Otros beneficios a largo plazo - IAS	2	1
Total	1.002	884

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.

9.4 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. INVENTARIOS

La composición de los inventarios al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Inventarios	al 31.03.2021	al 31.12.2020
Suministros para la producción	23.807	26.685
Petróleo	15.623	16.686
Carbón	8.184	9.999
Repuestos	53.011	53.013
Materiales eléctricos	402.973	391.735
Total	479.791	471.433

No existen inventarios como garantía de cumplimiento de deudas.

Por los periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a MUS\$ 34.975 y MUS\$ 50.647, respectivamente. Para un mayor detalle por tipo de combustible ver Nota 27.

Por los periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020, no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

11. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Activos por impuestos	al 31.03.2021	al 31.12.2020
Pagos provisionales mensuales	111.337	118.609
Otros	9.253	9.271
Total	120.590	127.880

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	al 31.03.2021	al 31.12.2020
Impuesto a la renta	161.062	222.870
Total	161.062	222.870

12. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

12.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

- a. A continuación, se presenta un detalle de las inversiones del Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2021 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2021	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	Economía Hiperinflacionaria Argentina	al 31.03.2021
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33,33%	995	101	-	(85)	-	-	151	1.162
Extranjera	Sacme S.A.	Negocio conjunto	Argentina	Peso argentino	50,00%	133	-	-	(11)	-	-	14	136
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	40,90%	1.145	-	-	(97)	-	-	108	1.156
Total						2.273	101	-	(193)	-	-	273	2.454

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2020	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	Economía Hiperinflacionaria Argentina	al 31.12.2020
Extranjero	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	33,33%	1.220	475	(345)	(252)	-	-	(103)	995
Extranjero	Sacme S.A.	Negocio conjunto	Argentina	Peso Argentino	50,00%	186	28	-	(54)	-	(75)	48	133
Extranjero	Central Térmica Manuel Belgrano (1)	Asociada	Argentina	Peso Argentino	-	32	687	(483)	(9)	-	(227)	-	-
Extranjero	Central Térmica San Martín (1)	Asociada	Argentina	Peso Argentino	-	249	732	(548)	(72)	-	(361)	-	-
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	40,90%	291	1.211	(481)	(84)	-	208	-	1.145
Total						1.978	3.133	(1.857)	(471)	-	(455)	(55)	2.273

(1) Durante el mes de noviembre de 2020, se cumplieron todas las condiciones que permiten la incorporación del Estado Nacional de Argentina en la propiedad de Central Térmica Manuel Belgrano y Central Termina San Martín. Esta situación originó que el Grupo perdiera su influencia significativa en las mismas (ver Nota 33.6).

Producto de lo anterior, al cierre del ejercicio 2020, el Grupo reclasificó estas inversiones como activos financieros a valor razonable con cambios en resultados, generando un ingreso financiero de MUS\$ 24.893.

b. Información financiera adicional de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos
 - Inversiones con influencia significativa.

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Inversiones con influencia significativa	%Participación Directo / Indirecto	al 31.03.2021								
		Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganacia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
Yacylec S.A	33,33%	4.064	1.321	732	1.167	533	(231)	302	(254)	48

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Inversiones con influencia significativa	%Participación Directo / Indirecto	al 31.12.2020								
		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%	3.975	1.314	866	1.437	3.388	(1.963)	1.425	(755)	670

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.

13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

A continuación, se presentan los saldos de los activos intangibles distintos de la plusvalía al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Bruto	al 31.03.2021	al 31.12.2020
Activos Intangibles, Bruto	7.755.676	8.525.990
Servidumbre y Derechos de Agua	46.712	50.415
Concesiones	7.282.945	8.042.389
Costos de Desarrollo	13.455	14.544
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	42.164	44.596
Programas Informáticos	368.789	372.455
Otros Activos Intangibles Identificables	1.611	1.591

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Amortización y Deterioro	al 31.03.2021	al 31.12.2020
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(3.702.022)	(4.001.164)
Servidumbre y Derechos de Agua	(15.889)	(16.969)
Concesiones	(3.512.163)	(3.807.526)
Costos de Desarrollo	(8.955)	(9.708)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(22.433)	(23.499)
Programas Informáticos	(141.083)	(141.994)
Otros Activos Intangibles Identificables	(1.499)	(1.468)

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Neto	al 31.03.2021	al 31.12.2020
Activos Intangibles, Netos	4.053.654	4.524.826
Servidumbre y Derechos de Agua	30.823	33.446
Concesiones Neto (1)	3.770.782	4.234.863
Costos de Desarrollo	4.500	4.836
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	19.731	21.097
Programas Informáticos	227.706	230.461
Otros Activos Intangibles Identificables	112	123

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Empresa Titular de la Concesión	al 31.03.2021	al 31.12.2020
Enel Distribución Río S.A. (*)	469.208	534.325
Enel Distribución Ceará S.A. (*)	384.490	434.656
Enel Distribución Goiás S.A. (*)	1.122.784	1.240.641
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (*)	1.740.159	1.965.083
EGP Cachoeira Dourada S.A.	54.141	60.158
TOTAL	3.770.782	4.234.863

(*) 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* (ver Nota 3.d.1).

La composición y movimientos de los activos intangibles durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2021 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020, 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	Activos Intangibles, Neto
Saldo inicial al 01.01.2021	4.836	33.446	4.234.863	21.097	230.461	123	4.524.826
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	-	64.693	-	16.112	-	80.805
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(285)	(2.418)	(421.788)	(1.300)	(17.475)	3	(443.263)
Amortización	(51)	(338)	(92.271)	(752)	(6.652)	(14)	(100.078)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	-	17	487	686	(1.190)	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	17	487	686	(1.190)	-	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	(1.048)	-	-	-	(1.048)
Retiros de servicio	-	-	(1.048)	-	-	-	(1.048)
Hiperinflación Argentina	-	-	-	-	6.566	-	6.566
Otros incrementos (disminuciones)	-	116	(14.154)	-	(116)	-	(14.154)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(336)	(2.623)	(464.081)	(1.366)	(2.755)	(11)	(471.172)
Saldo final al 31.03.2021	4.500	30.823	3.770.782	19.731	227.706	112	4.053.654

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	Activos Intangibles, Neto
Saldo inicial al 01.01.2020	4.546	31.487	5.281.728	25.490	184.430	198	5.527.879
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	-	738.387	-	82.988	-	821.375
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(263)	(1.472)	(1.192.132)	(1.705)	(20.661)	(16)	(1.216.249)
Amortización	(146)	(1.257)	(357.855)	(3.149)	(29.963)	(59)	(392.429)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	488	4.688	(996)	461	(4.641)	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	488	4.688	(996)	461	(4.641)	-	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	(16.522)	-	-	-	(16.522)
Disposiciones	-	-	(16.522)	-	-	-	(16.522)
Hiperinflación Argentina	-	-	37	-	9.991	-	10.028
Otros incrementos (disminuciones)	211	-	(217.784)	-	8.317	-	(209.256)
Total movimientos en activos intangibles identificables	290	1.959	(1.046.865)	(4.393)	46.031	(75)	(1.003.053)
Saldo final al 31.12.2020	4.836	33.446	4.234.863	21.097	230.461	123	4.524.826

Al 31 de marzo de 2021, las principales adiciones a activos intangibles por concesiones por MUS\$ 64.693 provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Sao Paulo S.A. y Enel Distribución Goiás sobre inversiones en redes y extensiones para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, las cuales se registran en el rubro de concesiones, de acuerdo a CINIIF 12 (Ver Nota 3.d.1). Al 31 de diciembre de 2020, las principales adiciones a activos intangibles por un total de MUS\$ 738.387 provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. Enel Distribución Sao Paulo S.A. y Enel Distribución Goiás.

Las adiciones de activos intangibles por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2021 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020 fueron de MUS\$80.805 y MUS\$ 821.375, respectivamente.

La amortización de activos intangibles ascendió a MUS\$ 95.051 y MUS\$ 105.387 por los periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020, respectivamente, la cual se presenta neta de impuestos PIS y COFINS en las subsidiarias brasileñas.

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020 ascendió a MUS\$ 264 y MUS\$ 532, respectivamente (Ver Nota 31). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 6,08% y 6,11% al 31 de marzo de 2021 y 2020, respectivamente.

Durante los periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso en el rubro de concesiones por un monto de MUS\$ 18.356 y MUS\$ 21.870, respectivamente.

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

Al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, la Sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

14. PLUSVALÍA

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial al 01.01.2020	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Hiperinflación Argentina	Saldo Final al 31.12.2020	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Hiperinflación Argentina	Saldo Final al 31.03.2021
Enel Distribución Río S.A.	Enel Distribución Río S.A.	211.367	(47.672)	-	163.695	(16.373)	-	147.322
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	13.191	(529)	-	12.662	(1.045)	-	11.617
Enel Generación El Chocón S.A.	Enel Generación El Chocón S.A.	25.372	(7.299)	6.530	24.603	(2.093)	2.646	25.156
Enel Distribución Perú S.A.	Enel Distribución Perú	69.647	(5.801)	-	63.846	(2.587)	-	61.259
EGP Cachoeira Dourada S.A.	EGP Cachoeira Dourada S.A.	77.503	(17.480)	-	60.023	(6.004)	-	54.019
Enel Generación Perú S.A.	Enel Generación Perú	131.090	(10.918)	-	120.172	(4.869)	-	115.303
Emgesa S.A. E.S.P.	Emgesa S.A. E.S.P.	5.835	(234)	-	5.601	(462)	-	5.139
Enel Perú S.A.	Enel Distribución Perú	23	(3)	-	20	(1)	-	19
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	984	(222)	-	762	(76)	-	686
Enel Distribución Ceará S.A.	Enel Distribución Ceará S.A.	106.396	(23.997)	-	82.399	(8.242)	-	74.157
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Enel Distribución Sao Paulo	531.635	(119.906)	-	411.729	(41.182)	-	370.547
Total		1.173.043	(234.061)	6.530	945.512	(82.934)	2.646	865.224

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 31 de marzo de 2021 (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 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.

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

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

4.- 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.

5.- 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.).

6.- 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.

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

Con fecha 9 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima (Perú), nuestra antigua subsidiaria Empresa Nacional de Electricidad S.A. (actualmente Enel Generación Chile S.A.) adquirió un 29,3974% de participación adicional del capital social de Edegel S.A.A. (actualmente Enel Generación Perú S.A.A.).

8.- 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.

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%.

15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación, se presentan los saldos de las propiedades, planta y equipo al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	al 31.03.2021	al 31.12.2020
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	15.138.968	15.691.168
Construcción en Curso	1.079.903	1.107.981
Terrenos	150.020	158.894
Edificios	460.644	479.161
Plantas y Equipos de Generación	6.598.447	6.894.543
Infraestructura de Red	6.465.545	6.647.840
Instalaciones Fijas y Accesorios	384.409	402.749

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	al 31.03.2021	al 31.12.2020
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(7.195.524)	(7.336.496)
Edificios	(220.564)	(225.850)
Plantas y Equipos de Generación	(3.453.918)	(3.509.839)
Infraestructura de Red	(3.303.741)	(3.379.182)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(217.301)	(221.625)

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	al 31.03.2021	al 31.12.2020
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	7.943.444	8.354.672
Construcción en Curso	1.079.903	1.107.981
Terrenos	150.020	158.894
Edificios	240.080	253.311
Plantas y Equipos de Generación	3.144.529	3.384.704
Infraestructura de Red	3.161.804	3.268.658
Instalaciones Fijas y Accesorios	167.108	181.124

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos Período 2021	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Plantas y Equipos de Generación, Neto	Infraestructura de Red, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo inicial al 01.01.2021	1.107.981	158.894	253.311	3.384.704	3.268.658	181.124	8.354.672
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	131.338	801	99	-	-	790	133.028
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(85.455)	(11.960)	(15.193)	(251.759)	(231.830)	(15.895)	(612.092)
Depreciación	-	-	(2.523)	(47.647)	(61.029)	(7.006)	(118.205)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(133.105)	742	1.784	31.578	95.048	3.953	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(133.105)	742	1.784	31.578	95.048	3.953	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	(4)	-	(66)	(1.702)	(446)	(2.218)
Retiros	-	(4)	-	(66)	(1.702)	(446)	(2.218)
Hiperinflación Argentina	56.769	1.547	2.602	29.420	92.659	4.583	187.580
Otros incrementos (disminución)	2.375	-	-	(1.701)	-	5	679
Total movimientos	(28.078)	(8.874)	(13.231)	(240.175)	(106.854)	(14.016)	(411.228)
Saldo final al 31.03.2021	1.079.903	150.020	240.080	3.144.529	3.161.804	167.108	7.943.444

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos Período 2020	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Plantas y Equipos de Generación, Neto	Infraestructura de Red, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo inicial al 01.01.2020	1.189.709	163.522	257.147	3.585.593	3.369.083	198.384	8.763.438
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	583.727	-	744	246	-	21.846	606.563
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(214.324)	(11.335)	(25.179)	(282.132)	(412.848)	(38.472)	(984.290)
Depreciación	-	-	(11.198)	(207.624)	(203.165)	(23.264)	(445.251)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(483.505)	2.076	23.769	159.526	276.955	21.179	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(483.505)	2.076	23.769	159.526	276.955	21.179	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	(79)	-	(2.961)	(5.035)	(3.916)	(11.991)
Disposiciones	-	(78)	-	(2.014)	(9)	(142)	(2.243)
Retiros	-	(1)	-	(947)	(5.026)	(3.774)	(9.748)
Hiperinflación Argentina	115.905	3.815	7.330	98.418	247.568	(1.881)	471.155
Otros incrementos (disminución)	(83.531)	895	698	33.638	(3.900)	7.248	(44.952)
Total movimientos	(81.728)	(4.628)	(3.836)	(200.889)	(100.425)	(17.260)	(408.766)
Saldo final al 31.12.2020	1.107.981	158.894	253.311	3.384.704	3.268.658	181.124	8.354.672

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las principales adiciones a propiedad, planta y equipo corresponden a inversiones en plantas en funcionamiento, redes de distribución y en nuevos proyectos por MUS\$ 133.028 y MUS\$ 606.563 por el periodo de 3 meses terminado el 31 de marzo de 2021 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020, respectivamente.

En el negocio de generación destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado e hidroeléctricas en las subsidiarias Enel Generación Perú S.A., Emgesa y Enel Generación Costanera que implicaron adiciones al 31 de marzo de 2021 por MUS\$ 27.774 (al 31 de diciembre 2020 destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado e hidroeléctricas en las subsidiarias Enel Generación Perú S.A., Emgesa y Enel Generación Costanera por MUS\$ 163.418), mientras que en los negocios 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\$ 104.475 al 31 de marzo de 2021 (MUS\$ 442.833 al 31 de diciembre 2020).

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

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020 ascendió a MUS\$ 482 y MUS\$ 1.681, respectivamente (Ver Nota 31). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 5,26% y 7,04% al 31 de marzo de 2021 y 2020, respectivamente.

b.2) Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso por los periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020 ascendió a MUS\$ 18.356 y MUS\$ 15.927, respectivamente.

c) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de marzo de 2021, compromisos de adquisición de bienes de activo fijo por MUS\$ 831.649 (MUS\$ 1.078.846 al 31 de diciembre de 2020) (Incluye compromisos de adquisición de intangibles de nuestras subsidiarias de distribución de Brasil).

ii) Al 31 de marzo de 2021, el monto de propiedad, planta y equipo del Grupo gravados como garantía de pasivos es de MUS\$ 102.956 (MUS\$ 104.577 al 31 de diciembre de 2020) (Ver Nota 33.1).

iii) La Sociedad y sus subsidiarias extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MME1.000 millones (MUS\$ 1.173.100), 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 MME400 (MUS\$ 469.240). Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro de otros activos no financieros.

iv) En Enel Generación Costanera, producto de la aplicación de NIC 29 – *Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias* (ver Nota 2.9), el valor en libros de Propiedades, planta y equipo al 1 de enero de 2018 excedía su valor recuperable, por lo cual se registró un deterioro de MUS\$ 162.274 (equivalentes a MARS 3.102.739, al tipo de cambio de dicha fecha). Al cierre del ejercicio 2018 Enel Generación Costanera registró una reversión parcial del deterioro antes mencionado por MUS\$ 70.513 (equivalentes a MARS 2.656.082 al tipo de cambio de cierre de 2018), el cual se reconoció en los resultados del ejercicio. La Sociedad considera que luego de la desvalorización antes mencionada, el valor de libros no excede su valor recuperable.

16. ACTIVOS POR DERECHO DE USO

a) Activos por derecho de uso

El detalle de los activos por derecho de uso por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2021 y ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020, corresponden a los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos Período 2021	Terrenos	Edificios, Neto	Otras Plantas y Equipos, Neto	Activos por derechos de Uso, Neto
Saldo inicial al 01.01.2021	16.433	45.578	160.409	222.420
Nuevos contratos de activos por derecho de uso	242	1.108	6.967	8.317
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(1.376)	(3.144)	(7.945)	(12.465)
Depreciación	(332)	(2.475)	(5.171)	(7.978)
Otros incrementos (disminución)	-	13	805	818
Total movimientos	(1.466)	(4.498)	(5.344)	(11.308)
Saldo final al 31.03.2021	14.967	41.080	155.065	211.112

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos Período 2020	Terrenos	Edificios, Neto	Otras Plantas y Equipos, Neto	Activos por derechos de Uso, Neto
Saldo inicial al 01.01.2020	3.023	66.858	185.918	255.799
Nuevos contratos de activos por derecho de uso	14.080	551	4.546	19.177
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	555	(10.472)	(21.080)	(30.997)
Retiros	-	(75)	(159)	(234)
Depreciación	(1.357)	(11.366)	(23.768)	(36.491)
Otros incrementos (disminución)	132	82	14.952	15.166
Total movimientos	13.410	(21.280)	(25.509)	(33.379)
Saldo final al 31.12.2020	16.433	45.578	160.409	222.420

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

- Contrato de arrendamiento con el Banco de Crédito del Perú, el cual tiene un plazo de 9 años a una tasa fija en dólares estadounidenses de 5,8% y con amortizaciones trimestrales que se iniciaron el 31 de marzo de 2014. Este arrendamiento se suscribió para financiar la Unidad de "Reserva fría de generación".
- Con fecha 21 de julio de 2016, se firmó un contrato de arrendamiento con el Banco de Crédito del Perú. Dicho arrendamiento tiene un plazo de 5 años a una tasa fija en dólares estadounidenses de 3,68% y con amortizaciones trimestrales que iniciaron en el segundo semestre de 2018. Este arrendamiento se suscribió para financiar un compresor y una estación de gas natural para la unidad de "Reserva fría de generación" de la central térmica de Malacas (TG5).
- Contrato de arrendamiento suscrito el 16 de diciembre de 2015 con el Scotiabank, el cual tiene un plazo de 6 años y medio a una tasa fija en dólares estadounidenses de 3,75%, con amortizaciones trimestrales que iniciaron en septiembre de 2017. Este arrendamiento se suscribió para financiar la nueva turbina TG-6 para la Central Térmica Malacas (TG6).
- Adicionalmente, como consecuencia de la aplicación de NIIF 16 (ver Nota 3.f), el Grupo reconoció al 1 de enero de 2019 derechos de uso relacionados con las propiedades, plantas y equipos por un monto de MUS\$ 71.826.

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$						
	al 31.03.2021			al 31.12.2020		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
Hasta un año	58.182	4.516	53.666	56.509	5.017	51.492
Más de un año y no más de dos años	29.712	4.379	25.333	32.680	4.718	27.962
Más de dos años y no más de tres años	16.871	3.208	13.663	16.395	3.454	12.941
Más de tres años y no más de cuatro años	11.626	2.506	9.120	12.393	2.818	9.575
Más de cuatro años y no más de cinco años	11.066	1.866	9.200	11.798	2.073	9.725
Más de cinco años	31.983	5.419	26.564	36.747	5.882	30.865
Total	159.440	21.894	137.546	166.522	23.962	142.560

b) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

El estado de resultados consolidados por los periodos terminados al 31 de marzo de 2021 y 2020 incluyen gastos de MUS\$ 4.580 y MUS\$ 1.254, respectivamente, correspondientes a pagos por arrendamientos de corto plazo por un monto de MUS\$ 1.103 en 2021 y MUS\$ 1.028 en 2020, arrendamientos de activos subyacentes de bajo valor de MUS\$ 71 en 2021 y MUS\$ 0 en 2020 y arrendamientos variables de MUS\$ 3.406 en 2021 y MUS\$ 226 en 2020, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16 (ver Nota 3.f).

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	al 31.03.2021	al 31.12.2020
Hasta un año	149	196
Más de un año y no más de dos años	71	1.281
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	220	1.477

17. 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 de tres meses terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros tres meses	
	2021	2020
(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores		
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(154.406)	(161.863)
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)	2.713	2.747
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	6.196	966
(Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (relacionado con coberturas de flujos de efectivo)	16	(160)
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(145.481)	(158.310)
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	44.121	36.091
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	44.121	36.091
Gasto por impuestos a las ganancias	(101.360)	(122.219)

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 de tres meses terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Tasa	Primeros tres meses		
		2021	Tasa	2020
Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables				
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		389.756		431.910
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(27,00%)	(105.234)	(27,00%)	(116.616)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(3,74%)	(14.564)	(3,67%)	(15.845)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	2,83%	11.024	8,97%	38.745
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	0,31%	1.218	(6,82%)	(29.469)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	1,59%	6.196	0,22%	966
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	0,99%	3.874	(1,30%)	(5.603)
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias	(26,01%)	(101.360)	(28,30%)	(122.219)

Las principales diferencias temporarias se encuentran detalladas a continuación:

b) Impuestos diferidos

La siguiente tabla muestra los saldos de los activos y pasivos por impuestos diferidos presentados en el estado de situación financiera consolidado al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Activos/(Pasivos) por Impuestos Diferidos	al 31.03.2021		al 31.12.2020	
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
Depreciaciones	15.462	(475.579)	17.717	(448.711)
Amortizaciones	3.608	(11.340)	4.161	(16.505)
Obligaciones por beneficios post-empleo	442.428	-	498.424	-
Revaluaciones de instrumentos financieros	4.399	(22.142)	2.274	(31.883)
Pérdidas fiscales	191.404	-	209.339	-
Provisiones	674.282	(203.840)	630.331	(205.151)
Provisión Contingencias Civiles	222.913	-	247.400	-
Provisión Contingencias Trabajadores	28.008	-	28.467	-
Provisión cuentas incobrables	116.998	-	121.764	-
Provisión cuentas de Recursos Humanos	19.712	-	18.724	-
Activos financieros CINIIF 12	-	(194.698)	-	(194.045)
Otras Provisiones	286.651	(9.142)	213.976	(11.106)
Otros Impuestos Diferidos	182.271	(456.680)	197.727	(476.294)
Amortización PPA - (Enel Distribución Goias)	-	(67.150)	-	(75.497)
Ajuste por inflación - Argentina	-	(289.000)	-	(289.158)
Otros Impuestos Diferidos	182.271	(100.530)	197.727	(111.639)
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos antes de compensación	1.513.854	(1.169.581)	1.559.973	(1.178.544)
Compensación de activos/(pasivos) por impuestos diferidos	(594.810)	594.810	(565.591)	565.591
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos después de compensación	919.044	(574.771)	994.382	(612.953)

El origen y movimientos de los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	Saldo neto al 01.01.2021	Movimientos				Saldo neto al 31.03.2021
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
Depreciaciones	(430.994)	(33.270)	-	32.490	(28.343)	(460.117)
Amortizaciones	(12.344)	(144)	-	4.756	-	(7.732)
Obligaciones por beneficios post-empleo	498.424	(7.272)	-	(48.795)	71	442.428
Revaluaciones de instrumentos financieros	(29.609)	4.062	5.332	2.472	-	(17.743)
Pérdidas fiscales	209.339	3.236	-	(21.171)	-	191.404
Provisiones	425.180	72.616	-	(29.467)	2.113	470.442
Provisión Contingencias Civiles	247.400	(15.315)	-	(9.172)	-	222.913
Provisión Contingencias Trabajadores	28.467	2.475	-	(2.934)	-	28.008
Provisión cuentas incobrables	121.764	8.481	-	(14.133)	886	116.998
Provisión cuentas de Recursos Humanos	18.724	1.890	-	(902)	-	19.712
Activos financieros CINIIF 12	(194.045)	(16.091)	-	15.438	-	(194.698)
Otras Provisiones	202.870	91.176	-	(17.764)	1.227	277.509
Otros Impuestos Diferidos	(278.567)	4.893	-	393	(1.128)	(274.409)
Amortización PPA - (Enel Distribución Goias)	(75.497)	845	-	7.502	-	(67.150)
Ajuste por inflación - Argentina	(289.158)	1.311	-	41	(1.194)	(289.000)
Otros Impuestos Diferidos	86.088	2.737	-	(7.150)	66	81.741
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	381.429	44.121	5.332	(59.322)	(27.287)	344.273

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	Saldo neto al 01.01.2020	Movimientos				Saldo neto al 31.12.2020
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
Depreciaciones	(482.513)	(8.120)	-	94.913	(35.274)	(430.994)
Amortizaciones	(16.055)	91	-	3.620	-	(12.344)
Obligaciones por beneficios post-empleo	552.606	(93.757)	161.330	(122.045)	290	498.424
Revaluaciones de instrumentos financieros	(10.415)	(26.693)	5.056	2.446	(3)	(29.609)
Pérdidas fiscales	281.080	(10.184)	-	(63.849)	2.292	209.339
Provisiones	399.613	83.431	-	(88.945)	31.081	425.180
Provisión Contingencias Civiles	241.520	(1.643)	-	(26.933)	34.456	247.400
Provisión Contingencias Trabajadores	36.878	3.618	-	(7.150)	(4.879)	28.467
Provisión cuentas incobrables	122.104	53.041	-	(44.237)	(9.144)	121.764
Provisión cuentas de Recursos Humanos	16.339	3.395	-	(1.010)	-	18.724
Activos financieros CINIIF 12	(207.425)	(34.068)	-	46.864	584	(194.045)
Otras Provisiones	190.197	59.088	-	(56.479)	10.064	202.870
Otros Impuestos Diferidos	(279.936)	34.525	-	12.380	(45.536)	(278.567)
Amortización PPA - (Enel Distribución Goias)	(105.236)	3.054	-	22.828	3.857	(75.497)
Ajuste por inflación - Argentina	(285.210)	(4.001)	-	290	(237)	(289.158)
Otros Impuestos Diferidos	110.510	35.472	-	(10.738)	(49.156)	86.088
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	444.380	(20.707)	166.386	(161.480)	(47.150)	381.429

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

- c) Al 31 de marzo de 2021, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de MUS\$ 59.354 (MUS\$ 44.296 al 31 de diciembre de 2020) (Ver Nota 3.p).

En relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias, el Grupo Enel Américas, no ha reconocido pasivos por impuestos diferidos asociados con utilidades no distribuidas, considerando que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporarias imponibles, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos al 31 de marzo de 2021 asciende a MUS \$2.761.968 (MUS\$ 2.839.057 al 31 de diciembre de 2020). Por otra parte, tampoco se han registrado activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles relacionadas con inversiones en subsidiarias para las cuales no se espera que reviertan en un futuro previsible o no se disponga de ganancias fiscales para su utilización. Al 31 de marzo de 2021, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a MUS\$ 4.942.055 (MUS\$ 4.213.400 al 31 diciembre de 2020).

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

País	Período
Chile	2017 - 2019
Argentina	2014 - 2019
Brasil	2015 - 2019
Colombia	2016 - 2019
Perú	2015 - 2019

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 el 31 de marzo de 2021 y 2020:

Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	Primeros tres meses					
	2021			2020		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
Activos Financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(3)	-	(3)	(2)	-	(2)
Cobertura de Flujos de efectivo	(15.722)	5.316	(10.406)	(17.464)	5.895	(11.569)
Diferencias de cambio por conversión	(985.129)	-	(985.129)	(2.188.550)	-	(2.188.550)
Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	(1.010.854)	5.316	(1.005.538)	(2.206.016)	5.895	(2.200.121)

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales por los periodos terminados al 31 de marzo de 2021 y 2020, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros tres meses	
Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados integrales	2021	2020
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales	5.332	5.735
Impuestos Corrientes sobre movimientos de reservas por coberturas de flujos de efectivo (hedge de ingresos, derivados)	(16)	160
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	5.316	5.895

- d) En Colombia, la Ley 1943 de 2018, modificó la tarifa del impuesto de renta a partir del año gravable 2019 definiendo las siguientes tarifas: año 2019 al 33%, año 2020 al 32%, año 2021 al 31%, año 2022 y siguientes al 30%, la cual recae sobre la renta gravables obtenidas durante cada año. El efecto de las diferencias temporales que impliquen el pago de un menor o mayor impuesto sobre la renta en el año corriente, se contabiliza como impuesto diferido crédito o débito respectivamente a las tasas de impuestos vigentes cuando se revertan las diferencias (31% para el 2021 y 30% a partir del 2022), siempre que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán en el futuro y además para el activo, que en ese momento se generará suficiente renta gravable.

Las subsidiarias colombianas producto de este incremento en las tasas, reconocieron el 31 de diciembre de 2018 las variaciones de sus activos y pasivos por impuestos diferidos. El abono neto a resultados fue de MUS\$ 4.662.

- e) En Argentina, el 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.541 de "Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de Emergencia Pública" y el Decreto N° 58/2019 que la promulgó. Asimismo, el 28 de diciembre de 2019 se publicó el Decreto N° 99/2019 con las regulaciones para la implementación de la ley.

Las principales medidas relevantes para la Sociedad contenidas en la ley y su reglamentación son las siguientes: La Ley N° 27.430 había dispuesto para los periodos fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2020, que la alícuota corporativa de impuesto a las ganancias se reduciría del 30% al 25% y que el impuesto adicional a los dividendos o utilidades que se distribuyan a personas humanas de Argentina y del exterior y personas jurídicas del exterior se incrementaría del 7% al 13%. La reforma suspende ese cambio de tasas y mantiene las originales del 30% y 7%, respectivamente, hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2022 inclusive.

La Ley N° 27.468 había dispuesto para los tres primeros ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2019, que el ajuste por inflación positivo o negativo que pudiera corresponder debía distribuirse un tercio en el ejercicio fiscal en que se determinara el ajuste, y los dos tercios restantes, en partes iguales, en los dos periodos fiscales inmediatos siguientes. La reforma modificó esa distribución y establece que el ajuste positivo o negativo correspondiente al primer y segundo ejercicio fiscal iniciados a partir del 1° de enero de 2019, deberá imputarse un sexto al ejercicio fiscal en que se determine el ajuste y los cinco sextos restantes en los cinco periodos fiscales inmediatos siguientes; en tanto que para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2021 se podrá deducir el 100% del ajuste en el año en el cual este se determina.

Las subsidiarias argentinas producto de este incremento en las tasas, reconocieron el 31 de diciembre de 2019 las variaciones de sus activos y pasivos por impuestos diferidos. El cargo neto a resultados fue de MUS\$ 7.437.

- f) Con fecha 6 de noviembre de 2019, luego de la aprobación de una junta extraordinaria de accionistas, Enel Distribución Sao Paulo fusionó los activos y pasivos de su controladora Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. ("Enel Sudeste"). Dentro de los activos de la fusión, se incluyen montos relacionados con los intangibles de la concesión, como así mismo, el reconocimiento del pasivo por impuesto diferido sobre los intangibles de la concesión antes señalada (ver nota 6.2). Una vez efectuada la fusión, se procedió a reversar las obligaciones por impuestos diferidos, ya que durante dicho proceso se extinguieron las diferencias entre las bases fiscales y contables que surgieron en el momento de la adquisición de Enel Distribución Sao Paulo y que serán futuramente amortizadas en el plazo de la concesión. De acuerdo a lo mencionado anteriormente, la compañía procedió a reconocer una utilidad de MUS\$ 553.225 al 31 de diciembre de 2019.

18. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

El saldo de otros pasivos financieros al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Otros pasivos financieros		al 31.03.2021		al 31.12.2020	
Préstamos que devengan intereses		1.456.199	3.595.891	1.815.160	3.837.697
Instrumentos derivados de cobertura (*)		6.982	1.829	6.730	9
Instrumentos derivados de no cobertura (**)		1.610	-	3.240	-
Total		1.464.791	3.597.720	1.825.130	3.837.706

(*) Ver Nota 21.2.a

(**) Ver Nota 21.2.b

a) Préstamos que devengan intereses.

El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos que devengan intereses al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Clases de Préstamos que Devengan Intereses		al 31.03.2021		al 31.12.2020	
Préstamos bancarios garantizados		347.011	214.267	235.404	247.150
Préstamos bancarios no garantizados		661.353	270.281	927.075	149.057
Obligaciones con el público no garantizadas		268.093	2.401.523	409.087	2.864.794
Obligaciones con el público garantizadas		139.474	531.948	154.955	395.289
Otros préstamos		40.268	177.872	88.639	181.407
Total		1.456.199	3.595.891	1.815.160	3.837.697

El desglose por monedas y vencimientos de los préstamos bancarios al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

miles de dólares estadounidenses - MUS\$					Corriente			No Corriente					Total No Corriente		
Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento			Total Corriente al 31.03.2021	Vencimiento					Total No Corriente al 31.03.2021	
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses			Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Chile	US\$	1,81%	1,30%	Sin Garantía	262.527	-	262.527	-	-	-	-	-	-	-	-
Chile	CLP	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Peru	US\$	2,62%	2,59%	Sin Garantía	24.916	-	24.916	-	-	-	-	-	-	-	-
Peru	PEN	2,76%	2,73%	Sin Garantía	20.040	141.887	161.927	45.086	37.129	-	-	-	-	-	82.215
Brasil	US\$	5,21%	5,07%	Con Garantía	5.773	141.128	146.901	95.626	8.042	67.008	8.042	16.753	-	-	195.471
Brasil	BRL	4,94%	4,88%	Con Garantía	34.009	83.781	117.790	11.140	3.984	1.365	16	62	-	-	16.567
Brasil	US\$	3,60%	3,59%	Sin Garantía	87.840	-	87.840	-	-	-	43.958	-	-	-	45.589
Brasil	BRL	1,25%	1,24%	Sin Garantía	223	-	223	77.866	-	1.631	-	-	-	-	77.866
Colombia	COP	1,13%	1,13%	Con Garantía	361	81.959	82.320	1.445	784	-	-	-	-	-	2.229
Colombia	COP	2,59%	2,57%	Sin Garantía	116.060	7.859	123.919	24.772	20.063	18.787	914	75	-	-	64.611
Total					551.750	456.614	1.008.364	255.935	70.002	88.791	52.930	16.890	484.548		

miles de dólares estadounidenses - MUS\$					Corriente			No Corriente					Total No Corriente	
Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento			Total Corriente al 31.12.2020	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2020
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses			Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	2,65%	0,94%	Sin Garantía	175.040	150.196	325.236	-	-	-	-	-	-	-
Chile	CLP	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Peru	US\$	2,62%	2,59%	Sin Garantía	-	25.043	25.043	-	-	-	-	-	-	-
Peru	PEN	2,75%	2,71%	Sin Garantía	157	168.609	168.766	46.989	38.697	-	-	-	-	85.686
Brasil	US\$	3,98%	3,63%	Con Garantía	134.692	75.656	210.348	164.746	-	2.778	-	-	-	167.524
Brasil	BRL	5,52%	5,41%	Con Garantía	7.747	15.847	23.594	21.268	15.779	9.881	8.953	20.922	-	76.803
Brasil	US\$	2,21%	2,20%	Sin Garantía	127.016	86.730	213.746	-	-	-	-	-	-	-
Brasil	BRL	2,20%	2,19%	Sin Garantía	37.377	30.014	67.391	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	COP	0,01%	0,01%	Con Garantía	281	1.181	1.462	1.575	1.248	-	-	-	-	2.823
Colombia	COP	3,68%	3,62%	Sin Garantía	153	126.739	126.892	11.346	20.478	20.478	10.737	332	-	63.371
Total					482.464	680.015	1.162.479	245.924	76.202	33.137	19.690	21.254	396.207	

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos bancarios al 31 de marzo de 2021 asciende a MUS\$ 1.462.122 (MUS\$ 1.552.781 al 31 de diciembre de 2020). En ambos ejercicios los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (ver Nota 3.h).

b) Obligaciones con el Público No Garantizadas

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

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31.03.2021	
				Vencimiento		Total Corriente al 31.03.2021	Vencimiento						
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Chile	US\$	5,30%	Sin Garantía	10.419	-	10.419	-	-	-	-	-	588.596	588.596
Chile	UF	5,75%	Sin Garantía	3.703	3.524	7.227	3.615	-	-	-	-	-	3.615
Peru	US\$	6,34%	Sin Garantía	-	116	116	-	-	-	-	-	9.967	9.967
Peru	PEN	6,24%	Sin Garantía	30.950	1.068	32.018	30.499	42.433	40.419	63.650	128.759	305.760	305.760
Brasil	BRL	9,47%	Sin Garantía	5.525	60.417	65.942	60.534	80.529	101.823	83.178	152.740	478.804	478.804
Colombia	COP	5,86%	Sin Garantía	6.045	146.326	152.371	313.629	67.158	170.598	202.736	260.660	1.014.781	1.014.781
Total				56.642	211.451	268.093	408.277	190.120	312.840	349.564	1.140.722	2.401.523	

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31.12.2020	
				Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2020	Vencimiento						
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Chile	US\$	5,30%	Sin Garantía	-	4.405	4.405	-	-	-	-	-	588.112	588.112
Chile	UF	5,75%	Sin Garantía	-	7.103	7.103	3.611	-	-	-	-	-	3.611
Peru	US\$	6,34%	Sin Garantía	-	275	275	-	-	-	-	-	10.017	10.017
Peru	PEN	6,24%	Sin Garantía	3.531	29.344	32.875	31.787	44.225	42.126	38.697	161.837	318.672	318.672
Brasil	BRL	6,24%	Sin Garantía	5.425	33.691	39.116	67.383	62.493	361.796	92.308	175.405	759.385	759.385
Colombia	COP	5,74%	Sin Garantía	245.073	80.240	325.313	254.173	223.554	202.170	220.981	284.119	1.184.997	1.184.997
Total				254.029	155.058	409.087	356.954	330.272	606.092	351.986	1.219.490	2.864.794	

c) Obligaciones con el Público Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público Garantizadas al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es el siguiente:

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

miles de dólares estadounidenses - MUSS				Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31.03.2021
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente al 31.03.2021	Vencimiento					
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Brasil	BRL	7,13%	Sin Garantía	2.780	136.694	139.474	192.918	251.127	14.823	14.823	58.257	531.948
Total				2.780	136.694	139.474	192.918	251.127	14.823	14.823	58.257	531.948

miles de dólares estadounidenses - MUSS				Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31.12.2020
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2020	Vencimiento					
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Brasil	BRL	7,31%	Con Garantía	3.478	151.477	154.955	149.733	150.272	16.027	16.027	63.230	395.289
Total				3.478	151.477	154.955	149.733	150.272	16.027	16.027	63.230	395.289

- Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas por Deudor

miles de dólares estadounidenses - MJSS											Corriente			No Corriente					
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		Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	DEBENTURES 1ª EMISSÃO (EGVG11) - 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	14,54%	14,53%	Anual		1.403	9.577	10.980	9.691	9.617	9.617	9.617	37.794	76.336
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	DEBENTURES 1ª EMISSÃO (EGVG21) - 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	14,54%	14,53%	Anual		760	5.185	5.945	5.247	5.206	5.206	5.206	20.463	41.328
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBENTURES - 23ª EMISSÃO 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	2,21%	2,19%	Al Vencimiento		89	121.932	122.021	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBENTURES - 23ª EMISSÃO 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	2,26%	2,24%	Anual		311	-	311	120.338	120.850	-	-	-	241.188
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	DEBENTURES 10 EMISSÃO (AMPL10)	Brasil	BRL	2,19%	2,18%	Al Vencimiento		217	-	217	57.642	115.454	-	-	-	173.096
Total											2.780	136.694	139.474	192.918	251.127	14.823	14.823	58.257	531.948

miles de dólares estadounidenses - MJSS											Corriente			No Corriente					
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		Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	DEBENTURES 1ª EMISSÃO (EGVG11) - 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	8,24%	8,23%	Anual		727	10.570	11.297	10.620	10.595	10.595	10.595	41.778	84.183
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	DEBENTURES 1ª EMISSÃO (EGVG21) - 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	8,22%	8,21%	Anual		317	5.495	5.812	5.432	5.446	5.432	5.432	21.452	43.194
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBENTURES - 23ª EMISSÃO 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	3,02%	3,01%	Al Vencimiento		758	135.412	136.170	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBENTURES - 23ª EMISSÃO 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	3,10%	3,08%	Anual		1.676	-	1.676	133.681	134.231	-	-	-	267.912
Total											3.478	151.477	154.955	149.733	150.272	16.027	16.027	63.230	395.289

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de las obligaciones con el público al 31 de marzo de 2021 asciende a MUS\$ 3.530.464 (MUS\$ 4.017.861 al 31 de diciembre de 2020). Para ambos ejercicios, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver Nota 3 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 - 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 Nominal	Tipo de Vencimiento	Corriente			No Corriente					Total No Corriente
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	al 31.03.2021					
												Uno o Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 0265/2009	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	74	74	148	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 292/2010	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	62	185	247	82	-	-	-	-	82
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 310/2010	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	70	210	280	280	163	-	-	-	443
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	MTSUBISHI (DEUDA GARANTIZADA)	Argentina	US\$	0,25%	Semestral	-	4.906	4.906	5.744	7.594	7.494	7.494	12.856	41.182
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC SÉRIE A	Brasil	BRL	5,08%	Mensual	1.332	6.471	7.803	6.720	454	-	-	-	7.174
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC SÉRIE B	Brasil	BRL	21,08%	Mensual	950	4.076	5.026	4.201	-	-	-	-	4.201
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	MÚTUO CELGPAR 41211376/2014	Brasil	BRL	6,80%	Mensual	558	1.589	2.147	1.470	1.623	1.786	1.960	3.489	10.328
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	102	305	407	264	264	66	-	-	594
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	BANK OF NOVA SCOTIA	Canada	COP	0,30%	Anual	76	-	76	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	BANK OF NOVA SCOTIA	Escocia	COP	0,02%	Mensual	87	-	87	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjera	VIVEST 31122020	Brasil	BRL	40,37%	Trimestral	5.554	13.587	19.141	18.132	18.132	18.132	18.132	41.340	113.868
Total									8.865	31.403	40.268	36.893	28.230	27.478	27.586	57.685	177.872

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 Nominal	Tipo de Vencimiento	Corriente			No Corriente					Total No Corriente
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	al 31.12.2020					
												Uno o Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 0244/2009	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	21	-	21	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 0265/2009	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	82	165	247	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 292/2010	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	69	206	275	160	-	-	-	-	160
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS 310/2010	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	78	233	311	311	259	-	-	-	570
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	MTSUBISHI (DEUDA GARANTIZADA)	Argentina	US\$	0,25%	Semestral	-	6.088	6.088	6.494	7.594	7.494	7.494	11.709	40.785
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC SÉRIE A	Brasil	BRL	6,15%	Mensual	1.670	7.240	8.910	7.493	3.141	-	-	-	10.634
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC SÉRIE B	Brasil	BRL	12,32%	Mensual	1.033	4.245	5.278	3.563	777	-	-	-	4.340
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	MÚTUO CELGPAR 41211376/2014	Brasil	BRL	6,80%	Mensual	613	1.736	2.349	1.630	1.797	1.975	2.165	4.506	12.073
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	ELETROBRAS	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	113	339	452	318	318	159	-	-	795
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	BANK OF NOVA SCOTIA	Colombia	COP	0,30%	Trimestral	49	-	49	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	BANK OF NOVA SCOTIA	Colombia	COP	0,02%	Mensual	45	-	45	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjera	FUNDAÇÃO CESP (*)	Brasil	BRL	9,47%	Trimestral	51.685	12.929	64.614	34.477	34.477	34.477	8.619	-	112.050
Total									55.458	33.181	88.639	54.446	48.363	44.105	18.278	16.215	181.407

(*) Ver Nota 24.2.c)

d) Deuda de cobertura.

Al 31 de marzo de 2021, del total de la deuda denominada en dólares estadounidenses (“US\$”) del Grupo, MUS\$ 35.427 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que se encuentran indexados al dólar (MUS\$ 35.064 al 31 de diciembre de 2020) (Ver Nota 3.n).

El movimiento por los periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020, 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\$	Primeros tres meses	
	2021	2020
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	(8.683)	(9.453)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(340)	(602)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	357	258
Diferencias de conversión	339	331
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	(8.327)	(9.466)

e) Otros aspectos.

Al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, el Grupo Enel Américas no tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional.

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\$			Corriente			No Corriente						
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente al 31.03.2021	Vencimiento					Total No Corriente al 31.03.2021	
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Chile	US\$	1,30%	263.599	-	263.599	-	-	-	-	-	-	-
Perú	PEN	2,73%	21.020	144.679	165.699	46.354	37.905	-	-	-	-	84.259
Perú	US\$	2,59%	25.050	-	25.050	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	COP	3,70%	111.611	90.980	202.591	27.616	21.677	19.087	929	76	-	69.385
Brasil	US\$	4,33%	32.122	146.043	178.165	130.148	956	63.319	-	-	-	194.423
Brasil	BRL	3,06%	98.834	96.682	195.516	67.522	17.253	12.208	56.251	19.424	-	172.658
Total			552.236	478.384	1.030.620	271.640	77.791	94.614	57.180	19.500	-	520.725

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Corriente			No Corriente						
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2020	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2020	
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Chile	US\$	0,94%	175.940	150.366	326.306	-	-	-	-	-	-	-
Perú	PEN	2,71%	1.102	171.132	172.234	48.505	39.557	-	-	-	-	88.062
Perú	US\$	2,59%	151	25.050	25.201	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	COP	3,62%	2.746	125.276	128.022	15.435	23.344	21.204	10.775	334	-	71.092
Brasil	US\$	2,91%	294.873	107.696	402.569	49.366	127	2.819	-	-	-	52.312
Brasil	BRL	3,80%	10.496	112.467	122.963	143.573	18.697	11.953	10.476	22.414	-	207.113
Total			485.308	691.987	1.177.295	256.879	81.725	35.976	21.251	22.748	-	418.579

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Corriente			No Corriente						
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente al 31.03.2021	Vencimiento					Total No Corriente al 31.03.2021	
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Chile	US\$	5,30%	6.352	19.055	25.407	25.407	25.407	25.407	25.407	25.407	615.689	717.317
Chile	UF	5,75%	3.656	3.880	7.536	3.736	-	-	-	-	-	3.736
Perú	US\$	6,34%	161	484	645	645	645	645	645	645	11.183	13.763
Perú	PEN	6,24%	31.473	14.136	45.609	48.071	57.704	53.706	74.951	173.736	173.736	408.168
Colombia	COP	5,86%	16.974	194.193	211.167	366.917	104.684	199.197	221.388	297.233	297.233	1.189.419
Brasil	BRL	8,30%	20.177	258.497	278.674	329.687	400.054	161.733	132.874	237.980	237.980	1.262.328
Total			78.793	490.245	569.038	774.463	588.494	440.688	455.265	1.335.821	1.335.821	3.594.731

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Corriente			No Corriente						
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2020	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2020	
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Chile	US\$	5,30%	6.248	18.743	24.991	24.991	24.991	24.991	24.991	24.991	621.693	721.657
Chile	UF	5,75%	172	7.482	7.654	3.807	-	-	-	-	-	3.807
Perú	US\$	6,34%	157	471	628	628	628	628	628	628	11.309	13.821
Perú	PEN	6,24%	5.292	42.218	47.510	50.087	60.314	56.162	50.510	209.399	209.399	426.472
Colombia	COP	5,74%	236.187	138.040	374.227	321.820	270.759	238.759	247.208	332.765	332.765	1.411.311
Brasil	BRL	5,94%	17.348	236.255	253.603	278.779	393.232	312.535	106.090	261.456	261.456	1.352.092
Total			265.404	443.209	708.613	680.112	749.924	633.075	429.427	1.436.622	1.436.622	3.929.160

- Resumen de otras obligaciones por monedas y vencimiento

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Corriente			No Corriente						
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente al 31.03.2021	Vencimiento					Total No Corriente al 31.03.2021	
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Argentina	US\$	0,25%	1.433	3.661	5.094	3.850	4.453	4.378	4.359	25.036	25.036	42.076
Colombia	COP	0,16%	163	-	163	-	-	-	-	-	-	-
Brasil	BRL	12,17%	21.613	64.907	86.520	73.553	53.435	44.275	38.025	61.242	61.242	270.530
Total			23.209	68.568	91.777	77.403	57.888	48.653	42.384	86.278	86.278	312.606

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Corriente			No Corriente						
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2020	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2020	
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Argentina	US\$	0,25%	1.946	4.296	6.242	3.781	4.374	7.494	7.494	18.590	18.590	41.733
Colombia	COP	0,32%	94	-	94	-	-	-	-	-	-	-
Brasil	BRL	7,19%	58.113	34.017	92.130	56.158	44.720	37.124	11.104	4.796	4.796	153.902
Total			60.153	38.313	98.466	59.939	49.094	44.618	18.598	23.386	23.386	195.635

19.2 Flujos futuros de deuda no descontados

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Corriente			No Corriente					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente al 31.03.2021	Vencimiento					Total No Corriente al 31.03.2021
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Argentina	ARS	0,62%	23	43	66	21	29	7	-	-	57
Perú	US\$	3,29%	8.705	15.062	23.767	5.415	2.664	2.592	2.569	11.132	24.372
Perú	PEN	4,70%	2.683	8.963	11.646	9.040	2.093	264	22	-	11.419
Colombia	COP	7,27%	2.207	5.046	7.253	5.010	4.295	1.900	1.732	13.295	26.232
Brasil	BRL	7,72%	4.598	13.139	17.737	12.101	9.207	7.865	7.284	4.390	40.847
Brasil	BRL	9,31%	26	76	102	51	51	51	50	1.525	1.728
Chile	UF	0,01%	19	-	19	-	-	-	-	-	-
Total			18.261	42.329	60.590	31.638	18.339	12.679	11.657	30.342	104.655

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Corriente			No Corriente					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2020	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2020
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Argentina	ARS	0,62%	25	75	100	22	29	14	-	-	65
Perú	US\$	3,29%	7.031	13.852	20.883	6.804	2.634	2.541	2.494	11.431	25.904
Perú	PEN	4,69%	2.787	8.399	11.186	11.328	2.383	264	88	-	14.063
Colombia	COP	8,00%	1.836	3.984	5.820	2.644	2.254	2.016	1.836	14.460	23.210
Brasil	BRL	7,75%	7.332	15.333	22.665	14.310	11.040	8.874	8.194	7.278	49.696
Brasil	BRL	9,31%	29	86	115	56	56	56	56	1.794	2.018
Chile	UF	0,01%	10	10	20	-	-	-	-	-	-
Total			19.050	41.739	60.789	35.164	18.396	13.765	12.668	34.963	114.956

20. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Las empresas del Grupo Enel Américas siguen las directrices del Sistema de Control de Gestión de Riesgos (SCGR) definido en el nivel Holding (Enel S.p.A.), que establece las pautas para la gestión de riesgos a través de los respectivos estándares, procedimientos, sistemas, etc., que se aplican en los diferentes niveles de las Compañías del Grupo Enel Américas, en los procesos de identificación, análisis, evaluación, tratamiento y comunicación de riesgos que el negocio enfrenta continuamente. Estos son aprobados por la Junta Directiva de Enel S.p.A, que alberga un Comité de Controles y Riesgos, la cual respalda la evaluación y las decisiones del Directorio de Enel 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 Gestión Control y Gestión de Riesgos dentro de cada Compañía, que es revisada y aprobada al comienzo de cada año por el Directorio de Enel Américas, observando y aplicando las exigencias locales en términos de cultura de riesgos.

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

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

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

20.1 Riesgo de tasa de interés

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

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

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos. Los instrumentos utilizados actualmente corresponden a swaps de tasa que fijan desde tasa variable a fija.

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

Posición bruta:

	al 31.03.2021 %	al 31.12.2020 %
Tasa de interés fija	36%	38%

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

20.2 Riesgo de tipo de cambio

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

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por 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 subsidiarias en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

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

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

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

20.3 Riesgo de commodities

El Grupo Enel Américas podría encontrarse expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos "commodities", fundamentalmente a través de:

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

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

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

Al 31 de marzo de 2021, no existen operaciones de compra o venta de futuros de energía con la finalidad de cobertura del portafolio de contratación.

Al 31 de diciembre de 2020, no existen operaciones de compra o venta de futuros de energía con la finalidad de cobertura del portafolio de contratación.

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

20.4 Riesgo de liquidez

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

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver Notas 18 y 21.

Al 31 de marzo de 2021, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 1.169.784 en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2019, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 1.506.993 en efectivo y otros medios equivalentes.

20.5 Riesgo de crédito

El Grupo Enel Américas realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos. Lo anterior es aplicable tanto para nuestro negocio de generación como de distribución de electricidad.

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad, en algunos países, frente a falta de pago es posible proceder al corte del suministro, y en casi todos los contratos se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito y se miden los montos máximos expuestos a riesgo de pago que, como está dicho, son limitados.

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

también es limitado. Sin embargo, la medida de corte de suministro ante incumplimientos de pago de clientes vulnerables fue suspendida durante el período de emergencia sanitaria en los países en que opera Enel Américas. En Argentina, de acuerdo al Decreto 311/2020 de 24 de marzo de 2020, posteriormente prorrogada, la medida estará vigente hasta marzo de 2021. En Brasil, de acuerdo a la Resolución 878 de 24 de marzo de 2020, sin embargo, a la fecha se han retomado las actividades de corte, a excepción de Rio de Janeiro, que mantendrá la medida hasta julio de 2021. En Colombia, de acuerdo a los Decreto 417 y 457, de 17 de marzo de 2020, y en Perú, de acuerdo a Decreto 35-20, de 16 de marzo de 2020. A la fecha, ambos países han retomado las actividades de corte de manera normal.

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

Activos de carácter financiero:

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

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

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de 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).

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

20.6 Medición del riesgo

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

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

- Deuda Financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda.

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

- Tasa de interés Libor del dólar estadounidense.
- Las distintas monedas en las que operan nuestras compañías, los índices locales habituales de la práctica bancaria.
- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

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

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

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a MUS\$ 384.000.

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

21. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

21.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

al 31.03.2021				
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	3.032.358	-	-
Instrumentos derivados	2.836	-	-	43.997
Otros activos de carácter financiero	116.306	35.353	-	-
Total Corriente	119.142	3.067.711	-	43.997
Instrumentos de patrimonio	-	-	241	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	522.371	-	-
Instrumentos derivados	12.083	-	-	22.563
Otros activos de carácter financiero	2.295.930	249.153	-	-
Total No Corriente	2.308.013	771.524	241	22.563
Total	2.427.155	3.839.235	241	66.560

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

al 31.12.2020				
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	3.281.885	-	-
Instrumentos derivados	37.420	-	-	49.045
Otros activos de carácter financiero	119.704	24.110	-	-
Total Corriente	157.124	3.305.995	-	49.045
Instrumentos de patrimonio	-	-	268	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	578.556	-	-
Instrumentos derivados	148	-	-	29.487
Otros activos de carácter financiero	2.493.609	267.351	-	-
Total No Corriente	2.493.757	845.907	268	29.487
Total	2.650.881	4.151.902	268	78.532

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

al 31.03.2021			
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	1.456.199	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	4.485.970	-
Instrumentos derivados	6.056	-	926
Otros pasivos de carácter financiero	1.610	53.666	-
Total Corriente	7.666	5.995.835	926
Préstamos que devengan interés	-	3.595.891	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	2.464.383	-
Instrumentos derivados	674	-	1.155
Otros pasivos de carácter financiero	-	83.880	-
Total No Corriente	674	6.144.154	1.155
Total	8.340	12.139.989	2.081

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

al 31.12.2020			
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	1.815.160	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	4.649.782	-
Instrumentos derivados	6.202	-	528
Otros pasivos de carácter financiero	3.240	51.495	-
Total Corriente	9.442	6.516.437	528
Préstamos que devengan interés	-	3.837.697	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	2.205.194	-
Instrumentos derivados	-	-	9
Total No Corriente	-	6.133.961	9
Total	9.442	12.650.398	537

21.2 Instrumentos derivados

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

La compañía clasifica sus coberturas en:

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

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.03.2021				al 31.12.2020			
	Activo Corriente	Activo No Corriente	Pasivo Corriente	Pasivo No Corriente	Activo Corriente	Activo No Corriente	Pasivo Corriente	Pasivo No Corriente
Cobertura de tipo de interés:								
Cobertura flujos de caja	824	12.083	-	-	306	18.416	-	-
Cobertura de valor razonable	-	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:								
Cobertura de flujos de caja	46.009	22.563	6.982	1.829	86.159	11.219	6.730	9
Cobertura de valor razonable	46.009	22.563	6.982	1.829	51.661	11.219	6.716	9
Cobertura de valor razonable	-	-	-	-	34.498	-	14	-
Total	46.833	34.646	6.982	1.829	86.465	29.635	6.730	9

- 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\$

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre
			al 31.03.2021	al 31.12.2020
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	12.907	53.221
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	57.682	56.494
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	6.475	3.682
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos Operacionales	(2.629)	(2.725)
FORWARD	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(2.090)	(802)
FORWARD	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	323	(509)

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, el Grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

En las coberturas de valor razonable el monto registrado en el estado de resultados del instrumento derivado y su partida subyacente por los periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020, ha sido la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Primeros tres meses			
	2021		2020	
	Ingresos	Gastos	Ingresos	Gastos
Instrumento derivado	-	-	24.553	-
Partida subyacente	-	-	-	1.094
Total	-	-	24.553	1.094

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

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.03.2021				al 31.12.2020			
	Activos		Pasivos		Activos		Pasivos	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Instrumentos derivados de no cobertura (1)	6.753	-	1.610	-	1.321	-	3.240	-

- (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. Si bien estas coberturas tienen un fondo económico, no califican como cobertura contable porque no cumplen estrictamente los requisitos establecidos en la NIIF 9 "Instrumentos Financieros".

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Derivados Financieros	al 31.03.2021							
	Valor Razonable	Valor Nominal						Total
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	
Cobertura de tipo de interés:	12.907	-	-	-	-	-	266.793	266.793
Cobertura de flujos de caja	-	-	-	-	-	-	266.793	266.793
Cobertura de valor razonable	12.907	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	59.761	350.313	165.417	43.880	56.167	-	-	615.777
Cobertura de flujos de caja	59.761	350.313	165.417	43.880	56.167	-	-	615.777
Cobertura de valor razonable	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	5.143	400.597	-	23.695	-	-	-	424.292
Total	77.811	750.910	165.417	67.575	56.167	-	266.793	1.306.862

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Derivados Financieros	al 31.12.2020							
	Valor Razonable	Valor Nominal						Total
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	
Cobertura de tipo de interés:	18.722	-	-	-	-	-	153.944	153.944
Cobertura de flujos de caja	-	-	-	-	-	-	153.944	153.944
Cobertura de valor razonable	18.722	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	90.639	833.438	87.972	76.972	-	-	-	998.382
Cobertura de flujos de caja	56.155	771.860	87.972	76.972	-	-	-	936.804
Cobertura de valor razonable	34.484	61.578	-	-	-	-	-	61.578
Derivados no designados contablemente de cobertura	(1.919)	50.601	-	-	-	-	-	50.601
Total	107.442	884.039	87.972	76.972	-	-	153.944	1.202.927

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

21.3 Jerarquías del valor razonable

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

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	al 31.03.2021	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos Financieros :				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	68.572	-	68.572	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	12.907	-	12.907	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	6.087	-	6.087	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja con	666	-	666	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	241	-	241	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	2.405.484	129.882	2.275.602	-
Total	2.493.957	129.882	2.364.075	-
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	8.811	-	8.811	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	1.610	-	1.610	-
Total	10.421	-	10.421	-

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	al 31.12.2020	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos Financieros :				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	62.878	-	62.878	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	53.222	-	53.222	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	1.321	-	1.321	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	268	-	268	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	2.611.992	143.843	2.468.149	-
Total	2.729.681	143.843	2.585.838	-
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	6.725	-	6.725	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	14	-	14	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	3.240	-	3.240	-
Total	9.979	-	9.979	-

22. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El detalle de acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Corriente		No Corriente	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía	911.561	1.323.617	85.438	100.517
Proveedores por compra de combustibles y gas	7.770	24.621	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	903.009	1.071.248	2.839	3.155
Cuentas por pagar por compra de activos	114.945	49.332	10.545	10.990
Sub total	1.937.285	2.468.818	98.822	114.662
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	350.748	145.875	-	-
Cuentas por pagar con CAMMESA (1)	392.638	337.317	25.138	27.475
Multas y reclamaciones (2)	17.124	18.817	52.845	56.013
Obligaciones investigación y desarrollo	99.795	154.595	45.364	40.925
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	74.667	40.916	496	672
Cuentas por pagar al personal	141.002	154.269	1.140	1.136
PIS/COFINS sobre IVA para ser devueltos al consumidor (3)	299.238	211.611	1.639.445	1.474.165
Pasivo Regulatorio Filiales Brasileñas (4)	413.616	418.680	141.574	186.946
Acuerdo Enel Distribución Sao Paulo con Eletrobras (5)	62.096	68.501	122.311	134.925
Otras cuentas por pagar	32.550	74.177	17.138	24.556
Sub total	1.883.474	1.624.758	2.045.451	1.946.813
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.820.759	4.093.576	2.144.273	2.061.475

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

(1) Al 31 de marzo de 2021, en nuestra subsidiaria Edesur, se incluyen MUS\$ 373.399 de cuentas por pagar por compras de energía eléctrica a CAMMESA (MUS\$ 320.918 al 31 de diciembre de 2020). Adicionalmente, se incluye un total de MUS\$ 44.377 (MUS\$ 43.874 al 31 de diciembre de 2020) por contratos de mutuo y cesión de créditos en garantía firmados con CAMMESA para (i) el financiamiento de necesidades operativas impostergables para el funcionamiento y de la central generadora en nuestra subsidiaria Enel Generación Costanera; (ii) el financiamiento de las necesidades de mantenimiento de los turbogeneradores en nuestra subsidiaria Dock Sud; y (iii) el financiamiento del plan extraordinario de inversiones en nuestra subsidiaria Edesur.

(2) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones por el ejercicio actual y ejercicios anteriores, que nuestra subsidiaria Edesur ha recibido del ente regulador por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública. Estas multas no se han cancelado, ya que algunas están suspendidas por el Acta Acuerdo firmada en el año 2007 con el Gobierno Argentino, el valor de estas multas es actualizado en línea con las variaciones en el Valor Agregado de Distribución debido a los ajustes tarifarios. Al 31 de marzo de 2021, se incluye MUS\$ 37.535 (MUS\$ 38.007 al 31 de diciembre de 2020) como resultado de la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016.

(3) Ver nota 7, referente a Impuestos PIS/COFINS a recuperar.

(4) ver nota 8 (i).

(5) Corresponde a un acuerdo efectuado por Enel Distribución Sao Paulo y Eletrobrás que pone término a un juicio que ambas partes mantenían desde 1986, relacionado con un contrato de fondos firmado dicho año. Este acuerdo se pagará en un período de cinco años hasta junio 2023.

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, se expone en Anexo 3.

23. PROVISIONES

a) El desglose de las provisiones al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es el siguiente:

Provisiones	Corriente		No corriente	
	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020
Por reclamaciones legales (*)	200.642	192.411	664.939	748.640
Por desmantelamiento o restauración (**)	21.181	22.635	62.057	69.959
Provisión Medio Ambiente	729	600	462	7.072
Otras provisiones (***)	14.887	4.779	31.396	8.229
Total	237.439	220.425	758.854	833.900

(*) Las principales contingencias se revelan en nota 33.2.

(**) Al 31 de marzo de 2021 Emgesa tiene constituidas provisiones de desmantelamiento para los equipos electromecánicos de la central Quimbo y la planta de agua de la central Termozipa; se tiene previsto que los equipos de la central Quimbo sean desmantelados al 2066, mientras que se estima que la planta de agua sea desmantelada en 2021.

(***) El aumento en 2021, se explica fundamentalmente por el registro provisiones por US\$ 23.265 asociadas a un plan de reestructuración en nuestras subsidiarias en Brasil, asociado a la estrategia de digitalización del Grupo. Estas provisiones se registraron como otros gastos de personal (ver nota 28).

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 de tres meses terminado el 31 de marzo de 2021 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$				
Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones				
Saldo inicial al 01.01.2021	941.051	92.594	20.680	1.054.325
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	41.956	(1.763)	19.632	59.825
Provisión Utilizada	(23.054)	(1.260)	(487)	(24.801)
Actualización efectos	18.469	306	(681)	18.094
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(99.759)	(6.639)	8.330	(98.068)
Transferencia P&L	(13.082)	-	-	(13.082)
Total Movimientos en Provisiones	(75.470)	(9.356)	26.794	(58.032)
Saldo final al 31.03.2021	865.581	83.238	47.474	996.293

miles de dólares estadounidenses - MUS\$				
Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones				
Saldo inicial al 01.01.2020	1.122.551	129.309	10.519	1.262.379
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	199.922	(26.906)	8.860	181.876
Provisión Utilizada	(120.184)	(6.654)	(748)	(127.586)
Reversión de Provisión No Utilizada	84.576	3.514	1.623	89.713
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(243.627)	(6.529)	441	(249.715)
Transferencias P&L	(102.187)	(140)	(15)	(102.342)
Total Movimientos en Provisiones	(181.500)	(36.715)	10.161	(208.054)
Saldo final al 31.12.2020	941.051	92.594	20.680	1.054.325

24. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO

24.1 Aspectos generales:

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

a) Beneficios de prestación definida:

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

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

Por cumplir 5, 10 y 15 años	–	1 remuneración básica mensual
Por cumplir 20 años	–	1 ½ remuneración básica mensual
Por cumplir 25, 30, 35 y 40 años	–	2 ½ remuneración básica mensual
- **Planes de Educación y Energía:** De acuerdo a Convenio Colectivo las compañías colombianas Emgesa y Codensa 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.

24.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

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

Cuentas contables:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	al 31.03.2021	al 31.12.2020
Obligaciones post empleo	3.395.816	3.706.545
(-) Plan de activos (*)	(1.952.365)	(2.097.081)
Total	1.443.451	1.609.464
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	13.518	14.753
Total Obligaciones Post Empleo, neto (i)	1.456.969	1.624.217

Conciliación con cuentas contables:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
(i) Obligaciones Post Empleo, neto	al 31.03.2021	al 31.12.2020
Obligación Post Empleo largo plazo	1.456.969	1.624.217
Planes de Pension	1.334.480	1.489.472
Planes de Salud	95.530	106.242
Otros Planes	26.959	28.503
Total Obligaciones Post Empleo, neto	1.456.969	1.624.217

(*) 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., Enel Distribución Sao Paulo S.A. y Enel Distribución Goiás).

(**) En Enel Distribución Ceará S.A., ciertos planes de pensiones, presentan un superávit actuarial por un monto de MUS\$ 13.518 al 31 de marzo de 2021 (MUS\$ 14.753 al 31 de diciembre de 2020), este superávit actuarial no fue reconocido como un activo, de acuerdo con la CINIIF 14 – *El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción* ("CINIIF 14"), ya que de acuerdo a las reglas de la Seguridad Social complementaria (SPC) - Resolución CGPC 26/2008, el superávit 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.

- b) Los gastos registrados en el estado de resultados integrales consolidados por los periodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020, son los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros tres meses	
Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	2021	2020	
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	1.005	2.815	
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	61.425	78.317	
Ingresos por intereses activos del plan	(34.281)	(49.826)	
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	254	827	
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	28.403	32.133	
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	28.403	32.133	

- c) La presentación del pasivo actuarial neto al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
Pasivo Actuarial Neto	
Saldo inicial al 01.01.2020	1.836.362
Costo Neto por Intereses	104.903
Costos de los Servicios en el Período	6.278
Beneficios Pagados en el Período	(10.602)
Aportaciones del Período	(133.195)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	33.096
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	568.564
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(97.592)
Cambios del Límite de Activo	(26.886)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	(377)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(18.949)
Traspaso del personal	226
Diferencias de conversión	(390.993)
Traspaso a Deuda Financiera (*)	(176.759)
Reducciones Obligación Plan de beneficios definidos (*)	(69.859)
Saldo final al 31.12.2020	1.624.217
Costo Neto por Intereses	27.398
Costos de los Servicios en el Período	1.005
Beneficios Pagados en el Período	23.045
Aportaciones del Período	(28.452)
Diferencias de conversión	(184.760)
Traspaso a Deuda Financiera (*)	(5.484)
Saldo final al 31.03.2021	1.456.969

(*) Migración voluntaria de Pensiones al nuevo Plan de Contribución definida.

Con fecha 13 de abril de 2020 nuestra subsidiaria Enel Distribución Sao Paulo aprobó la reforma reglamentaria al Plan complementario de jubilación y pensiones (en adelante "PSAP"), el cual entró en vigencia a partir del 1 de mayo de 2020, con el propósito de cerrar el acceso de nuevos participantes al plan. Adicionalmente, se aprobó, en conjunto con la Superintendencia Nacional de Pensiones Complementarias ("PREVIC"), un proceso de migración voluntaria para un nuevo Plan de contribución definida (en adelante "plan CD II"), exclusivamente para la adhesión de los empleados que integraban el plan PSAP. La migración consistió en la transferencia de participantes desde un plan de beneficios definidos (plan PSAP), a uno de contribución definida (plan CD II), situación que conlleva pasar a una opción de renta programada (en lugar de una renta vitalicia como se realizaba en el plan PSAP). Este proceso de migración voluntaria finalizó el 31 de diciembre de 2020.

Al término del proceso, un 21,4% de los participantes del plan PSAP aceptaron voluntariamente traspasar sus reservas al plan CD II.

Esta migración generó una reducción del pasivo actuarial neto de MUS\$ 270.653 al cierre del ejercicio de 2020, el cual se explica de la siguiente manera:

- MUS\$ 182.243 (MUS\$ 176.759 registrado en diciembre 2020 y MUS\$ 5.484 en marzo 2021) correspondientes a la porción de la obligación que se transfirió al plan CD II, en la misma razón de las reservas matemáticas de los participantes que optaron por la migración. Esta transferencia se instrumentalizó mediante un nuevo contrato de deuda de carácter exclusivamente financiero y fue reclasificado a Otros pasivos financieros (corrientes y no corrientes).
- MUS\$ 88.965 que corresponden a (i) el efecto neto de la liquidación generado como consecuencia de la migración por MUS\$ 69.859; y (ii) MUS\$ 19.106 referidos a costos de servicios pasados. Con la migración parcial se eliminaron todas las obligaciones futuras, legales o constructivas, con relación a todo o parte de los beneficios ofrecidos por el plan de beneficio definido, en proporción a los participantes migrados. Este efecto fue reconocido como menor gastos de personal en el estado de resultado consolidado.

La Compañía analizará los próximos pasos del plan de reestructuración con los resultados finales del referido plan a ser homologados por la autoridad regulatoria competente.

- d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2021 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	
Saldo inicial al 01.01.2020	4.876.960
Costo del servicio corriente	6.278
Costo por intereses	276.103
Aportaciones Efectuadas por los participantes	778
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(1.075.063)
Contribuciones pagadas	(294.910)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	(18.949)
Traspaso del personal	226
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones	33.096
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	568.564
Reducciones obligación plan de beneficios definidos	(666.538)
Saldo final al 31.12.2020	3.706.545
Costo del servicio corriente	1.005
Costo por intereses	61.425
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(396.204)
Contribuciones pagadas	23.045
Saldo final al 31.03.2021	3.395.816

Al 31 de marzo de 2021, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,09% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,08% a 31 de diciembre de 2020), en un 95,99% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (96,02% a 31 de diciembre de 2020), en un 3,35% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (3,35% a 31 de diciembre 2020), en un 0,41% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (0,38% a 31 de diciembre de 2020) y el 0,16% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,17% al 31 de diciembre de 2020).

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Valor razonable del plan de activos	
Saldo inicial al 01.01.2020	(3.090.862)
Ingresos por intereses	(174.136)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(97.592)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	695.254
Aportaciones del empleador	(133.195)
Aportaciones pagadas	(778)
Contribuciones pagadas	284.308
Traspaso a Deuda Financiera	(176.759)
Reducciones Obligación Plan de beneficios definidos	596.679
Saldo final al 31.12.2020	(2.097.081)
Ingresos por intereses	(34.281)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	212.933
Aportaciones del empleador	(28.452)
Traspaso a Deuda Financiera	(5.484)
Saldo final al 31.03.2021	(1.952.365)

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Categoría de los Activos del Plan	al 31.03.2021		al 31.12.2020	
Acciones (renta variable)	191.944	9,83%	206.176	9,83%
Activos de renta fija	1.652.700	84,65%	1.774.894	84,64%
Inversiones inmobiliarias	57.798	2,96%	62.392	2,98%
Otros	49.923	2,56%	53.619	2,56%
Total	1.952.365	100%	2.097.081	100%

Los planes de beneficios de retiro y fondos de pensiones mantenidos por nuestras subsidiarias brasileñas, Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará, Enel Distribución Goiás y Enel Distribución Sao Paulo, 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 mantiene acciones comunes de Enel Distribución Ceará y (ii) Brasiletros, una institución similar para los empleados de Enel Distribución Río, Eletra, una institución proveedora de fondos de pensiones exclusivamente para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Goiás y Funcesp, entidad de previsión privada responsable de la administración de los planes de beneficios patrocinados por Enel Distribución Sao Paulo mantienen acciones en fondos de inversiones con un portafolio transado en Bovespa (Bolsa de comercio de São Paulo). Finalmente, con respecto a las inversiones inmobiliarias, las fundaciones Faelce y Brasiletros, tienen propiedades que actualmente son arrendadas por Enel Distribución Río y Enel Distribución Ceará, mientras que en Eletra las inversiones inmobiliarias son exclusivamente para el uso propio de la fundación.

A continuación, se presenta los activos afectos a los planes, invertidos en arriendos e inmuebles propios del Grupo.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.03.2021	al 31.12.2020
Inmuebles	16.624	20.522
Total	16.624	20.522

f) Conciliación Techo del activo:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Conciliación Techo del Activo	
Saldo inicial al 01.01.2020	49.780
Intereses de Activo no reconocidos	2.936
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	(26.886)
Diferencias de Conversión	(11.077)
Saldo final al 31.12.2020	14.753
Intereses de Activo no reconocidos	254
Diferencias de Conversión	(1.489)
Saldo final al 31.03.2021	13.518

24.3 Otras revelaciones:

- Hipótesis actuariales:**

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

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Perú	
	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.03.2021
Tasas de descuento utilizadas	2,55%	2,55%	4,88% - 7,95%	4,88% - 7,95%	5,74%	5,74%	49,36% - 54,46%	49,36% - 54,46%	3,50%	3,50%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,80%	3,80%	4,52% - 5,04%	4,52% - 5,04%	4,85%	4,85%	37,68% - 42,25%	37,68% - 42,25%	4,00%	4,00%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014	SPP-S-2017	SPP-S-2017
Tasa de rotación esperada	7,25%	7,25%	5,19%	5,19%	0,46%	0,46%	1,26%	1,26%	5,20%	5,20%

- Sensibilización:**

Al 31 de marzo de 2021 la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de MUS\$ 287.721 (MUS\$ 319.395 al 31 de diciembre 2020) en caso de un alza en la tasa y un aumento de MUS\$ 342.035 (MUS\$ 379.682 al 31 de diciembre 2020) en caso de una baja de la tasa.

- Aportación definida:**

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida, se registran directamente en el rubro "gastos de personal" en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados por este concepto al 31 de marzo de 2021 y 2020 fueron de MUS\$ 2.452 y MUS\$ 2.527, respectivamente.

- Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos (neto de activo) para atender los planes de prestación definida para el ejercicio 2021 ascienden a MUS\$ 105.917.

- Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las obligaciones del Grupo Enel Américas corresponde a 9,72 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	MUS\$
1	279.471
2	266.957
3	262.376
4	256.958
5	249.644
6 a 10	1.228.019

- **Planes multi-patronales Enel Distribución Sao Paulo:**

Funceps, es la entidad responsable de la administración de los planes de beneficios patrocinados por Enel Distribución Sao Paulo. Enel Distribución Sao Paulo, 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 costo del plan de beneficio definido es paritario entre Enel Distribución Sao Paulo y los empleados, según las proporciones mencionadas anteriormente. Las tasas de costos varían de 1,45% a 4,22%, conforme al rango salarial, y son reevaluadas anualmente por un actuario independiente. El costo de la contribución definida se basa en el porcentaje escogido libremente por el participante (del 1% al 100% sobre el 30% del salario real de contribución), con aporte de Enel Distribución Sao Paulo hasta el límite del 5% sobre la base del 30% de la remuneración de la contribución. (las contribuciones pagadas por Enel Distribución Sao Paulo fueron MUS\$ 24.619 y MUS\$ 48.414 por los periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020).

El Beneficio Suplementario Proporcional Saldado - BSPS garantiza a los empleados participantes del plan que se adhirieron anteriormente al nuevo modelo implantado en la privatización de Enel Distribución Sao Paulo . Este beneficio garantizará el valor proporcional correspondiente al periodo del servicio anterior a la fecha de la agrupación al nuevo plan mixto. Este beneficio se pagará a partir de la fecha en que el participante complete los tiempos mínimos requeridos en el reglamento del nuevo plan.

25. PATRIMONIO

25.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

25.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

El capital de Enel Américas al 31 de marzo de 2021 asciende a MUS\$ 9.763.078 representado por 76.086.311.036 acciones autorizadas, suscritas y pagadas. Al 31 de marzo de 2020 el capital ascendía a MUS\$ 9.783.875 y estaba representado por 76.086.311.036 acciones autorizadas, suscritas y pagadas. Todas las acciones emitidas por Enel Américas están suscritas y pagadas y admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE).

Al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de la Compañía celebrada el 30 de abril de 2019, se aprobó aumentar el capital en MUS\$ 3.000.000, mediante la emisión de 18.729.788.686 acciones de pago nominativas ordinarias de una misma serie, sin preferencia y sin valor nominal. El referido aumento tenía por finalidad posibilitar que la subsidiaria Enel Brasil pagara a Enel Finance International N.V., un préstamo contraído con dicha entidad, que a su vez reemplazó deudas bancarias asociadas a la adquisición de la sociedad brasileña Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de Sao Paulo S.A. (actualmente Enel Distribución Sao Paulo), así como la reestructuración de los pasivos de los fondos de pensiones de esta última.

La totalidad de las nuevas acciones de pago fueron ofrecidas preferentemente a los accionistas a prorrata de las acciones que poseían inscritas a su nombre en el Registro de Accionistas de Enel Américas, en dos periodos de suscripción preferente. Con fecha 26 de junio de 2019, el Directorio de la Sociedad acordó que el precio de suscripción de las 18.729.788.686 nuevas acciones, tanto en el primer como en el segundo periodo de suscripción preferente, fuera US\$ 0,162108214203236 por acción.

Durante el primer periodo de opción preferente, realizado entre el 27 de Junio y 26 de Julio de 2019, se suscribieron y pagaron un total de 18.224.843.129 acciones, representativas de un 97,3% del total de las nuevas acciones emitidas con cargo al referido aumento de capital, por un monto total de MUS\$ 2.954.397.

En el segundo periodo de opción preferente, realizado entre el 6 de agosto y 29 de agosto de 2019, se suscribieron y pagaron un total de 408.826.391 acciones, representativas de un 80,96% del total de acciones ofrecidas en dicho periodo, por un monto total de MUS\$ 66.274.

Con fecha 12 de septiembre de 2019, el Directorio de la compañía acordó abstenerse de colocar las restantes 96.119.166 acciones emitidas con cargo al aumento de capital, ascendentes a un 0,51% aproximadamente del total emitido y que quedaron pendientes de suscripción y pago luego de concluido el segundo periodo de oferta preferente. De esta forma y de acuerdo a lo acordado en la Junta, una vez que se cumpla el plazo de 1 año contado desde el 30 de abril de 2019, el capital de la Sociedad quedará reducido de pleno derecho a la cantidad efectivamente pagada al vencimiento del plazo antes indicado.

Como consecuencia de lo anterior, durante el proceso de aumento de capital se suscribieron y pagaron un total de 18.633.669.520 acciones, por un monto total de MUS\$ 3.020.671.

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

- (i) Reducir del capital gastos de emisión y colocación de acciones por MUS\$ 20.797 (ver Nota 25.5.c.8), relacionados al proceso de aumento de capital realizado en 2019; y
- (ii) La propuesta de fusión por incorporación de EGP Américas SpA (“EGP Américas”) en Enel Américas (la “Fusión”). En virtud de la Fusión, Enel Américas adquirirá todos los activos y pasivos de EGP Américas y la sucederá en todos sus derechos y obligaciones, permitiéndole a la Sociedad controlar y consolidar la propiedad del negocio y activos de generación de energías renovables no convencionales que Enel Green Power S.p.A. desarrolla y posee en Centro y Sudamérica (excepto Chile).

Con el fin de materializar la Fusión, la Junta aprobó aumentar el capital de Enel Américas en la suma de US\$6.036.419.845, mediante la emisión de 31.195.387.525 nuevas acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal, las que quedarán íntegramente suscritas y pagadas con cargo a la incorporación del patrimonio de EGP Américas, como sociedad absorbida, una vez que la Fusión surta sus efectos. Para tales efectos, se entregarán 0,41 acciones de Enel Américas por cada acción de EGP Américas que tuviere el único accionista de ésta última, sin considerar fracciones de acciones.

Con fecha 1 de abril de 2021 la Fusión cumplió todas las condiciones suspensivas copulativas acordadas por la Junta, y detalladas en los Términos y Condiciones de la Fusión (ver Nota 38.i).

25.1.2 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
98	Provisorio	26/11/2018	25/01/2019	76.900	0,00134	2018
99	Definitivo	30/04/2019	17/05/2019	403.652	0,00703	2018
100	Provisorio	25/11/2019	24/01/2020	123.254	0,00162	2019
101	Definitivo	30/04/2020	29/05/2020	683.789	0,00899	2019
102	Provisorio	26/11/2020	29/01/2021	72.992	0,00096	2020

25.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de cambios en patrimonio consolidado por los periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros tres meses	
Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas (*)	2021	2020	
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(758.678)	(589.288)	
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	43.984	16.380	
Enel Distribución Perú S.A.	(34.425)	27.136	
Dock Sud S.A.	(130.835)	(101.055)	
Enel Brasil S.A.	(3.480.898)	(2.941.643)	
Enel Generación Costanera S.A.	(136.314)	(97.300)	
Emgesa S.A. E.S.P.	(138.545)	(180.469)	
Enel Generación El Chocón S.A.	(395.032)	(332.839)	
Enel Perú S.A.	193.435	190.443	
Enel Generación Perú S.A.	(200.620)	(125.984)	
Enel Generación Piura S.A.	(9.514)	2.337	
Otros	(78.886)	(39.483)	
Total	(5.126.328)	(4.171.765)	

(*) Ver Nota 2.9.

25.3 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.

25.4 Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio)

La compañía tiene algunas subsidiarias que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. Al 31 de marzo de 2021, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus subsidiarias Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Perú asciende a MUS\$ 434.477, MUS\$ 51.274 y MUS\$ 322.530, respectivamente.

25.5 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los ejercicios terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020, fueron los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 01.01.2021	Movimiento 2021	al 31.03.2021
Diferencias de cambio por conversión (a)	(4.308.296)	(818.032)	(5.126.328)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(9.383)	(10.088)	(19.471)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados	(692)	(1)	(693)
Otras reservas varias (c)	(2.754.546)	101.841	(2.652.705)
Total	(7.072.917)	(726.280)	(7.799.197)

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 01.01.2020	Movimiento 2020	al 31.03.2020
Diferencias de cambio por conversión (a)	(2.283.155)	(1.888.610)	(4.171.765)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(1.334)	(11.874)	(13.208)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados	(687)	(1)	(688)
Otras reservas varias (c)	(3.006.823)	60.791	(2.946.032)
Total	(5.291.999)	(1.839.694)	(7.131.693)

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

- La conversión de nuestras subsidiarias que tienen moneda funcional distinta al dólar estadounidense (Nota 2.9) y
- La valorización de las plusvalías compradas surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al dólar estadounidense (Nota 3.c.).

b) **Reservas de cobertura flujo de efectivo:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (Nota 3.g.5).

c) Otras reservas varias.

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros tres meses	
Otras Reservas Varias	2021	2020
Reserva por aumento de capital año 2013 (1)	(1.345.368)	(1.345.368)
Reserva por reestructuración societaria ("División") (2)	716.712	716.712
Reserva operaciones subsidiarias (3)	(456.349)	(456.349)
Reserva transición a IFRS (4)	(1.490.605)	(1.490.605)
Reserva por fusión Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas (5)	(730.748)	(730.748)
Reserva por OPA Endesa Américas y Derecho a Retiro (6)	(57.101)	(57.101)
Hiperinflación Argentina (7)	776.931	506.987
Reserva por aumento de capital año 2019 (8)	-	(20.797)
Otras reservas varias (9)	(66.177)	(68.763)
Total	(2.652.705)	(2.946.032)

- 1) Reserva originada como consecuencia del aumento de Capital que Enersis Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013.
- 2) Reserva por la reestructuración societaria ("división de Sociedades") materializada con fecha 1 de marzo de 2016. Representa el efecto generado por la reorganización de Enersis Américas y separación del negocio de Chile en Enel Chile S.A..
- 3) Reservas provenientes de operaciones en nuestras subsidiarias. Representan el efecto generado por compras de participaciones de subsidiarias bajo control común.
- 4) Reserva de transición a las NIIF: En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.
- 5) Reserva por la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas en y con Enel Américas, materializada el 1 de diciembre de 2016. Representa el reconocimiento de la diferencia entre el aumento de capital en Enel Américas, y el importe en libros de las participaciones no controladoras que pasaron a formar parte del capital social en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas, como consecuencia de la fusión. La diferencia entre el valor de mercado de la contraprestación recibida o pagada y el monto por el cual se ajustó la participación no controladora fue reconocida en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas.
- 6) Reserva OPA Endesa Américas y derecho a retiro: Representa la diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas como parte de la OPA sobre Endesa Américas y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de MUS\$ 56.578. Además, se incluye el efecto por MUS\$ 523 relacionado con la diferencia entre el valor pagado y el valor libros de las acciones de aquellos accionistas que ejercieron su derecho a retiro.
- 7) Corresponde al efecto que han reconocido nuestras subsidiarias en Argentina por aplicación de NIC 29 sobre las cuentas patrimoniales.
- 8) Reserva Aumento de capital año 2019: Durante el ejercicio 2019 la sociedad registró un cargo de MUS\$ 20.797, que corresponde a gastos de emisión y colocación de acciones, determinados según el criterio contable descrito en nota 3.t). En diciembre de 2020 esta reserva se reclasificó y redujo el capital de la sociedad (ver Nota 25.1.1).
- 9) Otras reservas varias provenientes de operaciones realizadas en periodos anteriores.

25.6 Participaciones no controladoras.

El detalle de las principales participaciones no controladoras por los periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañías	Participaciones No Controladoras				
	%	Patrimonio		Primeros tres meses	
		al 31.03.2021	al 31.03.2021	al 31.12.2020	Resultado
				2021	2020
Enel Distribución Río S.A.	0,27%	1.701	1.883	23	14
Enel Distribución Ceará S.A.	25,95%	157.023	170.552	4.193	4.832
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	51,59%	396.715	513.182	33.519	28.019
Emgesa S.A. E.S.P.	51,52%	608.576	779.121	56.924	52.719
Enel Distribución Perú S.A.	16,85%	117.516	123.704	3.809	3.517
Enel Generación Perú S.A.	16,40%	125.746	133.466	5.340	7.943
Chinango S.A.C.	33,12%	19.803	20.888	1.993	1.890
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,91%	200.724	198.054	(2.149)	(836)
Enel Generación Costanera S.A.	24,38%	44.566	43.751	(167)	2.873
Enel Generación El Chocón S.A.	34,31%	99.686	97.986	(510)	1.780
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	73.781	71.077	1.096	(511)
Central Dock Sud S.A.	29,76%	67.196	64.709	1.027	(516)
Enel Generación Piura S.A.	3,50%	3.745	4.905	131	89
Enel Distribución Goiás	0,04%	376	462	2	(4)
Luz de Angra Energia S.A.	49,00%	345	383	-	-
Otros		3.277	3.681	(115)	195
Total		1.920.776	2.227.804	105.116	102.004

26. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS

El detalle de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros tres meses	
Ingresos de Actividades Ordinarias	2021	2020
Ventas de energía	2.615.303	2.603.280
Generación	659.574	501.039
Clientes Regulados	102.230	97.995
Clientes no Regulados	266.112	220.992
Ventas de Mercado Spot	290.402	175.621
Otros Clientes	830	6.431
Distribución	1.955.729	2.102.241
Residenciales	1.118.687	1.156.538
Comerciales	391.366	547.727
Industriales	201.620	198.955
Otros Consumidores	244.056	199.021
Otras ventas	9.341	10.316
Ventas de gas	5.142	7.340
Ventas de otros combustibles	2.191	1.609
Ventas de productos y servicios	2.008	1.367
Otras prestaciones de servicios	389.693	371.740
Peajes y transmisión	327.262	307.704
Arriendo equipos de medida	31	33
Prestaciones de Servicios y Asesorías Negocio Distribución (Alumbrado público, empalmes y asesorías eléctricas)	44.459	43.379
Otras prestaciones	17.941	20.624
Total Ingresos de actividades ordinarias	3.014.337	2.985.336

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros tres meses	
Otros Ingresos	2021	2020
Ingresos por contratos de construcción	182.034	198.370
Otros	30.535	32.751
Total Otros Ingresos	212.569	231.121

27. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El detalle de las materias primas y consumibles utilizados por los periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Primeros tres meses	
	2021	2020
Compras de energía	(1.523.032)	(1.350.933)
Consumo de combustible	(34.975)	(50.647)
Gas	(31.797)	(39.886)
Petróleo	(1.492)	(1.535)
Carbón	(1.686)	(9.226)
Gastos de transporte	(265.796)	(260.381)
Costos por contratos de construcción	(182.034)	(198.370)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(69.541)	(59.918)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(2.075.378)	(1.920.249)

28. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle de los gastos por beneficios a los empleados por los periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020, es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Primeros tres meses	
	2021	2020
Sueldos y salarios	(97.887)	(110.265)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(3.457)	(5.342)
Seguridad social y otras cargas sociales	(52.177)	(63.453)
Otros gastos de personal (*)	(25.914)	(3.578)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(179.435)	(182.638)

(*) Ver nota 23.

29. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO DE PROPIEDADES PLANTA Y EQUIPOS Y ACTIVOS FINANCIEROS DE ACUERDO A NIIF 9

a) El detalle de los gastos por depreciación y amortización por periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020, es el siguiente:

	Primeros tres meses	
	2021	2020
Depreciación	(126.150)	(117.547)
Amortización	(95.051)	(105.387)
Total	(221.201)	(222.934)

b) El detalle de los rubros referidos a deterioros por los periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020, es el siguiente:

Información por Segmento por Reversión y (Pérdidas) por Deterioro	Primeros tres meses							
	Generación		Distribución		Otros		Total	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (ver nota 8)	(111)	(1.442)	(43.900)	(70.070)	-	130	(44.011)	(71.382)
Otros activos	43	275	(5.881)	(9.377)	-	-	(5.838)	(9,102)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(68)	(1.167)	(49.781)	(79.447)	-	130	(49.849)	(80.484)
Total reverso (pérdidas) por Deterioro	(68)	(1.167)	(49.781)	(79.447)	-	130	(49.849)	(80.484)

30. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle de los otros gastos por naturaleza por los periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Primeros tres meses	
	2021	2020
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(121.974)	(129.962)
Gastos administrativos	(25.702)	(25.818)
Reparaciones y conservación	(67.427)	(74.031)
Indemnizaciones y multas	(380)	(3.229)
Tributos y tasas	(5.425)	(7.000)
Primas de seguros	(11.650)	(9.341)
Arrendamientos y cánones	(4.580)	(1.254)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(1.022)	(1.078)
Otros suministros y servicios	(28.639)	(48.044)
Gastos de viaje	(342)	(2.512)
Gastos de medio ambiente	(485)	(606)
Total	(267.626)	(302.875)

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020 fueron de MUS\$ 4 y MUS\$ 11, respectivamente.

31. RESULTADO FINANCIERO

El detalle de los ingresos y costos financieros por los periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros tres meses	
Ingresos financieros	2021	2020	
Efectivo y otros medios equivalentes	15.393	19.198	
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil) (1)	-	5	
Ingresos financieros por concesiones CINIIF 12 (Brasil) (2)	47.966	21.225	
Intereses Cobrados a Clientes en Cuentas de Energía y Facturaciones	19.606	18.212	
Otros ingresos financieros (3)	17.696	21.714	
Total Ingresos Financieros	100.661	80.354	

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros tres meses	
Costos financieros	2021	2020	
Costos Financieros	(198.872)	(185.415)	
Préstamos bancarios	(26.938)	(20.054)	
Obligaciones con el público	(47.504)	(64.354)	
Pasivos por arrendamientos	(1.713)	(2.635)	
Valoración derivados financieros	(363)	(548)	
Actualización financiera de provisiones (4)	(18.094)	(21.076)	
Gastos financieros activados	746	2.213	
Obligación por beneficios post empleo (1)	(27.399)	(29.323)	
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(1.740)	(558)	
Gastos financieros empresas relacionadas (5)	(3.148)	-	
Otros costos financieros (6)	(72.719)	(49.080)	
Resultado por unidades de reajuste (*)	21.266	18.634	
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	(3.581)	(27.348)	
Total Costos Financieros	(181.187)	(194.129)	
Total Resultado Financiero	(80.526)	(113.775)	

(1) Ver Nota 24.2.c).

(2) Corresponde al ingreso financiero por la actualización financiera durante los periodos terminados el 31 de marzo de 2021 y 2020, de los activos no amortizados a valor nuevo de reposición, al término de la concesión en las distribuidoras Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goiás S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A..

(3) Para el periodo terminado el 31 de marzo de 2021 incluye ingresos financieros de activos regulatorios subsidiarias brasileñas por MUS\$ 6.990 (MUS\$ 9.313 al 31 de marzo de 2020), ingreso financiero por cuentas por cobrar VOSA de subsidiarias generación argentina por MUS\$ 2.960 (MUS\$4.081 al 31 de marzo de 2020), y otros ingresos por MUS\$ 7.746 (MUS\$ 8.320 al 31 de marzo de 2020).

(4) Para el periodo terminado el 31 de marzo de 2021, se incluyen MUS\$ 5.705 (MUS\$ 4.155 al 31 de marzo de 2020) 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 22). Adicionalmente, nuestras subsidiarias brasileñas, han reconocido MUS\$ 12.400 y MUS\$ 18.525 durante los periodos terminados al 31 de marzo de 2021 y 2020, respectivamente, por concepto de actualización financiera de reclamaciones legales.

- (5) Para el periodo terminado el 31 de marzo de 2021 son incluidos Intereses por la deuda con Enel Finance International NV por MUS\$ 3.148 (MUS\$ 0 al 31 de marzo de 2020) (ver nota 9.d).
- (6) Para el periodo terminado el 31 de marzo de 2021 se incluyen intereses provenientes de la deuda de CAMMESA por MUS\$ 33.406 (MUS\$ 11.826 al 31 de marzo de 2020), Costos bancarios por MUS\$ 2.613 (MUS\$ 5.218 al 31 de marzo de 2020) y Otros por MUS\$ 36.700 (MUS\$ 32.036 al 31 de marzo de 2020).

(*) Los orígenes de los efectos en resultados por unidades de reajuste y diferencias de cambios son los siguientes:

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	Primeros tres meses	
	2021	2020
miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
Inventario	6.838	7.319
Otros activos financieros no corrientes	2.739	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	122	13
Activos intangibles distintos de la plusvalía	6.585	2.117
Plusvalía	2.648	1.732
Propiedades, planta y equipo	188.375	122.478
Activos por impuestos diferidos	6.739	1.071
Pasivo por impuestos diferidos	(35.542)	(20.586)
Patrimonio Total	(153.171)	(96.290)
Ingresos	(7.323)	(6.549)
Costos	6.480	6.298
Resultado financiero	(2.756)	843
Otros Gastos Distintos a la operación	(585)	2
Impuesto Sobre Sociedades	117	186
Resultado por Hiperinflación (1)	21.266	18.634
Total Resultado por Unidades de Reajuste	21.266	18.634

Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	Primeros tres meses	
	2021	2020
miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
Efectivo y equivalentes al efectivo	25.577	(15.513)
Otros activos financieros	64.616	166.233
Otros activos no financieros	4.906	(249)
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	(19.728)	23.914
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(48.931)	(147.568)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(16.728)	(49.672)
Otros pasivos no financieros	(13.293)	(4.493)
Total Diferencias de Cambio	(3.581)	(27.348)

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

32. INFORMACIÓN POR SEGMENTO

32.1 Criterios de segmentación

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

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

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

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

Segmento de Generación y Transmisión a informar:

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

Nuestro negocio de generación y transmisión es conducido en Argentina por nuestras subsidiarias Enel Trading Argentina (ex Cemsa), Central DockSud, Enel Generación Costanera, y Enel Generación El Chocón; en Brasil por nuestras subsidiarias EGP Cachoeira Dourada, Enel CIEN, EGP Proyecto I, Fortaleza, Enel Tecnología de Redes, Central Geradora Fotovoltaica Sao Francisco Ltda. y Enel Trading Brasil S.A.; en Colombia por nuestra subsidiaria Emgesa, y en Perú por nuestras subsidiarias Enel Generación Perú, Enel Generación Piura y Chinango.

Negocio de Distribución: El segmento de distribución de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que operan bajo un régimen de concesión de distribución de energía, con obligaciones de servicio y tarifas reguladas para la distribución a clientes regulados en cuatro países diferentes.

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

Segmento de Distribución a informar:

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

Nuestro negocio de distribución es conducido en Argentina por nuestra subsidiaria Edesur; en Brasil por nuestras subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goiás y Enel Distribución Sao

Paulo (ex Eletropaulo); en Colombia por nuestra subsidiaria Codensa; y en Perú por nuestra subsidiaria Enel Distribución Perú.

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

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

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

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

32.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	1.429.534	1.752.168	4.106.595	4.321.551	120.610	105.537	5.656.739	6.179.256
Efectivo y equivalentes al efectivo	613.738	678.856	454.528	748.245	101.518	79.892	1.169.784	1.506.993
Otros activos financieros corrientes	67.055	77.146	119.694	151.746	11.743	1.387	198.492	230.279
Otros activos no financieros, corriente	53.311	70.693	546.651	430.800	55.762	59.293	655.724	560.786
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	437.266	699.288	2.528.740	2.524.640	16.936	11.007	2.982.942	3.234.935
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	131.710	110.101	17.211	19.689	(99.505)	(82.840)	49.416	46.950
Inventarios corrientes	88.206	86.375	391.286	384.790	299	268	479.791	471.433
Activos por impuestos corrientes, corriente	38.248	29.709	48.485	61.641	33.857	36.530	120.590	127.880
ACTIVOS NO CORRIENTES	4.686.783	5.023.349	14.039.507	14.821.340	852.527	909.613	19.578.817	20.754.302
Otros activos financieros no corrientes	269.611	293.011	2.310.255	2.497.735	104	117	2.579.970	2.790.863
Otros activos no financieros no corrientes	45.541	44.772	2.416.626	2.284.187	12.230	3.897	2.474.397	2.332.856
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	269.095	280.119	253.308	297.872	(62)	533	522.341	578.524
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	45.154	43.945	30	32	(45.154)	(43.945)	30	32
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	103.179	111.027	6.484	1.596	(107.209)	(110.350)	2.454	2.273
Activos intangibles distintos de la plusvalía	124.495	136.560	3.908.413	4.370.876	20.746	17.390	4.053.654	4.524.826
Plusvalía	-	-	-	-	865.224	945.512	865.224	945.512
Propiedades, planta y equipo	3.674.966	3.953.188	4.263.376	4.396.560	5.102	4.924	7.943.444	8.354.672
Propiedad de inversión	-	-	7.147	7.942	-	-	7.147	7.942
Activos por derecho de uso	119.869	127.537	90.635	94.180	608	703	211.112	222.420
Activos por impuestos diferidos	34.873	33.190	783.233	870.360	100.938	90.832	919.044	994.382
TOTAL ACTIVOS	6.116.317	6.775.517	18.146.102	19.142.891	973.137	1.015.150	25.235.556	26.933.558

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS								
PASIVOS CORRIENTES	1.511.773	1.652.616	5.132.892	5.178.351	66.182	446.255	6.710.847	7.277.222
Otros pasivos financieros corrientes	162.101	317.285	879.817	1.020.125	422.873	487.720	1.464.791	1.825.130
Pasivos por arrendamientos corrientes	23.904	21.478	29.337	29.753	425	264	53.666	51.495
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	696.955	881.993	3.018.960	3.081.693	104.844	129.890	3.820.759	4.093.576
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	392.842	155.817	845.518	651.021	(498.482)	(209.716)	739.878	597.122
Otras provisiones corrientes	71.939	79.356	165.500	141.067	-	2	237.439	220.425
Pasivos por impuestos corrientes	122.967	150.727	36.870	69.379	1.225	2.764	161.062	222.870
Otros pasivos no financieros corrientes	41.065	45.960	156.890	185.313	35.297	35.331	233.252	266.604
PASIVOS NO CORRIENTES	1.195.625	1.280.831	7.429.095	7.759.713	416.626	282.129	9.041.346	9.322.673
Otros pasivos financieros no corrientes	673.915	727.682	2.331.593	2.518.301	592.212	591.723	3.597.720	3.837.706
Pasivos por arrendamientos no corrientes	9.818	11.591	73.548	78.882	514	597	83.880	91.070
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	962	979	2.132.758	2.049.498	10.553	10.998	2.144.273	2.061.475
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	17.482	19.252	488.753	444.950	(185.629)	(319.811)	320.606	144.391
Otras provisiones no corrientes	74.779	84.179	683.868	749.514	207	207	758.854	833.900
Pasivo por impuestos diferidos	322.784	335.101	256.223	282.397	(4.236)	(4.545)	574.771	612.953
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	30.426	32.753	1.423.538	1.588.504	3.005	2.960	1.456.969	1.624.217
Otros pasivos no financieros no corrientes	65.459	69.294	38.814	47.667	-	-	104.273	116.961
PATRIMONIO NETO	3.408.919	3.842.070	5.584.115	6.204.827	490.329	286.766	9.483.363	10.333.663
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.408.919	3.842.070	5.584.115	6.204.827	490.329	286.766	7.562.587	8.105.859
Capital emitido y pagado	1.754.343	1.821.697	2.787.496	2.902.092	5.221.239	5.039.289	9.763.078	9.763.078
Ganancias (pérdidas) acumuladas	803.984	1.122.697	(116.967)	(82.505)	4.911.961	4.375.506	5.598.978	5.415.698
Primas de emisión	34.241	37.138	51.087	55.685	(85.328)	(92.823)	-	-
Acciones propias en cartera	(48)	(54)	-	-	(224)	54	(272)	-
Otras reservas	816.399	860.592	2.862.499	3.329.555	(9.557.319)	(9.035.260)	(7.799.197)	(7.072.917)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	1.920.776	2.227.804
Total Patrimonio Neto y Pasivos	6.116.317	6.775.517	18.146.102	19.142.891	973.137	1.015.150	25.235.556	26.933.558

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

miles de dólares estadounidenses - MUSS

Primeros tres meses

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES								
INGRESOS	866.378	710.580	2.550.334	2.697.538	(189.806)	(191.661)	3.226.906	3.216.457
Ingresos de actividades ordinarias	857.052	707.785	2.347.005	2.469.325	(189.720)	(191.774)	3.014.337	2.985.336
Ventas de energía	835.617	683.715	1.955.735	2.102.255	(176.049)	(182.690)	2.615.303	2.603.280
Otras ventas	7.466	8.913	1.873	1.403	2	-	9.341	10.316
Otras prestaciones de servicios	13.969	15.157	389.397	365.667	(13.673)	(9.084)	389.693	371.740
Otros ingresos	9.326	2.795	203.329	228.213	(86)	113	212.569	231.121
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(479.118)	(260.477)	(1.784.960)	(1.850.492)	188.700	190.720	(2.075.378)	(1.920.249)
Compras de energía	(356.016)	(134.389)	(1.341.246)	(1.397.547)	174.230	181.003	(1.523.032)	(1.350.933)
Consumo de combustible	(34.952)	(50.647)	(23)	-	-	-	(34.975)	(50.647)
Gastos de transporte	(61.797)	(54.562)	(219.088)	(217.008)	15.089	11.189	(265.796)	(260.381)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(26.353)	(20.879)	(224.603)	(235.937)	(619)	(1.472)	(251.575)	(258.288)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	387.260	450.103	765.374	847.046	(1.106)	(941)	1.151.528	1.296.208
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	514	738	36.198	37.058	-	1	36.712	37.797
Gastos por beneficios a los empleados	(25.001)	(26.159)	(149.251)	(150.758)	(5.183)	(5.721)	(179.435)	(182.638)
Otros gastos, por naturaleza	(30.862)	(28.587)	(220.705)	(262.273)	(16.059)	(12.015)	(267.626)	(302.875)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	331.911	396.095	431.616	471.073	(22.348)	(18.676)	741.179	848.492
Gasto por depreciación y amortización	(56.519)	(63.667)	(163.926)	(158.411)	(756)	(856)	(221.201)	(222.934)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(68)	(1.167)	(49.781)	(79.447)	-	130	(49.849)	(80.484)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	275.324	331.261	217.909	233.215	(23.104)	(19.402)	470.129	545.074
RESULTADO FINANCIERO	(27.952)	11.216	(36.790)	(69.943)	(15.784)	(55.048)	(80.526)	(113.775)
Ingresos financieros	16.915	21.570	84.476	57.397	(730)	1.387	100.661	80.354
Efectivo y otros medios equivalentes	9.230	12.464	4.729	3.069	1.434	3.665	15.393	19.198
Otros ingresos financieros	7.685	9.106	79.747	54.328	(2.164)	(2.278)	85.268	61.156
Costos financieros	(28.131)	(28.542)	(172.861)	(157.066)	2.120	193	(198.872)	(185.415)
Préstamos bancarios	(640)	(621)	(25.201)	(17.042)	(1.097)	(2.391)	(26.938)	(20.054)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(14.608)	(21.842)	(26.730)	(36.166)	(6.166)	(6.346)	(47.504)	(64.354)
Otros	(12.883)	(6.079)	(120.930)	(103.858)	9.383	8.930	(124.430)	(101.007)
Resultados por Unidades de Reajuste	(34.766)	(18.761)	54.723	36.292	1.309	1.103	21.266	18.634
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	18.030	36.949	(3.128)	(6.566)	(18.483)	(57.731)	(3.581)	(27.348)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	-	-	101	422	101	422
Otras ganancias (pérdidas)	-	6	52	183	-	-	52	189
Resultado de Otras Inversiones	-	-	51	-	-	-	51	-
Resultados en Ventas de Activos	-	6	1	183	-	-	1	189
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	247.372	342.483	181.171	163.455	(38.787)	(74.028)	389.756	431.910
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(71.146)	(112.792)	(49.707)	(46.515)	19.493	37.088	(101.360)	(122.219)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	176.226	229.691	131.464	116.940	(19.294)	(36.940)	288.396	309.691
GANANCIA (PÉRDIDA)	176.226	229.691	131.464	116.940	(19.294)	(36.940)	288.396	309.691
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	176.226	229.691	131.464	116.940	(19.294)	(36.940)	288.396	309.691
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	183.280	207.687
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	105.116	102.004

miles de dólares estadounidenses - MUSS

Primeros tres meses

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO								
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	233.145	251.493	54.033	86.176	(9.098)	(31.290)	278.080	306.379
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(47.030)	(63.394)	(343.404)	(334.532)	(11.751)	24.013	(402.185)	(373.913)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(206.615)	(94.803)	51.495	139.574	63.771	(98.289)	(91.349)	(53.518)

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.

32.3 Países

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020
ACTIVOS														
ACTIVOS CORRIENTES	711.827	249.106	588.341	603.494	3.762.315	4.138.518	702.525	850.472	540.145	546.260	(648.414)	(208.594)	5.656.739	6.179.256
Efectivo y equivalentes al efectivo	18.343	8.050	149.876	139.448	501.621	741.381	248.162	383.257	251.982	234.857	-	-	1.169.784	1.506.993
Otros activos financieros corrientes	5.749	116	74.041	65.382	109.320	160.734	9.382	4.047	-	-	-	-	198.492	230.279
Otros activos no financieros, corriente	18.624	16.730	27.285	42.123	526.280	411.573	29.553	27.496	53.982	62.864	-	-	655.724	560.786
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.453	1.587	286.978	310.882	2.203.875	2.407.709	313.676	331.070	171.133	182.959	5.827	728	2.982.942	3.234.935
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	658.060	213.077	171	148	41.682	38.761	2.450	1.790	1.294	2.496	(654.241)	(209.322)	49.416	46.950
Inventarios corrientes	-	-	46.032	42.883	282.431	272.754	99.273	102.781	52.055	53.015	-	-	479.791	471.433
Activos por impuestos corrientes, corriente	9.598	9.546	4.158	2.628	97.106	105.606	29	31	9.699	10.069	-	-	120.590	127.880
ACTIVOS NO CORRIENTES	10.256.694	10.473.781	2.485.575	2.468.259	10.632.139	11.374.761	4.065.407	4.397.892	2.291.075	2.382.886	(10.152.073)	(10.343.277)	19.578.817	20.754.302
Otros activos financieros no corrientes	-	-	26.034	25.461	2.553.799	2.765.194	137	153	-	55	-	-	2.579.970	2.790.863
Otros activos no financieros no corrientes	10.887	2.980	840	898	2.406.506	2.272.857	31.749	33.029	24.415	23.092	-	-	2.474.397	2.332.856
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	77	77	258.127	268.536	235.985	276.346	28.152	33.565	-	-	-	-	522.341	578.524
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	225.000	30	32	-	-	-	-	-	-	-	(225.000)	30	32
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	10.245.701	10.245.701	319.464	315.981	-	-	118	127	-	-	(10.562.829)	(10.559.536)	2.454	2.273
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	62.097	61.159	3.795.497	4.256.831	124.094	135.881	71.966	70.955	-	-	4.053.654	4.524.826
Plusvalía	-	-	4.825	4.523	444.704	494.129	5.139	5.601	-	-	410.756	441.259	865.224	945.512
Propiedades, planta y equipo	-	-	1.785.881	1.762.799	274.040	304.256	3.840.965	4.158.620	2.042.558	2.128.997	-	-	7.943.444	8.354.672
Propiedad de inversión	-	-	-	-	7.147	7.942	-	-	-	-	-	-	7.147	7.942
Activos por derecho de uso	30	24	103	124	35.259	43.099	24.204	19.639	151.516	159.534	-	-	211.112	222.420
Activos por impuestos diferidos	(1)	(1)	28.374	28.746	879.202	954.107	10.849	11.277	620	253	-	-	919.044	994.382
TOTAL ACTIVOS	10.968.521	10.722.887	3.073.916	3.071.753	14.394.454	15.513.279	4.767.932	5.248.364	2.831.220	2.929.146	(10.800.487)	(10.551.871)	25.235.556	26.933.558

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		Eliminaciones		Totales	
	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	751.832	595.828	717.734	689.017	3.819.598	4.192.739	1.471.661	1.206.026	598.436	627.532	(648.414)	(33.920)	6.710.847	7.277.222
Otros pasivos financieros corrientes	280.986	339.842	4.915	6.088	599.874	797.217	358.623	454.167	220.393	227.816	-	-	1.464.791	1.825.130
Pasivos por arrendamientos corrientes	19	19	56	78	13.031	15.702	6.156	4.792	34.404	30.904	-	-	53.666	51.495
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	79.230	46.970	572.615	527.729	2.320.439	2.758.445	672.347	492.040	175.579	207.027	549	61.365	3.820.759	4.093.576
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	389.799	208.628	32.158	31.787	627.741	337.202	267.868	72.213	71.275	42.577	(648.963)	(95.285)	739.878	597.122
Otras provisiones corrientes	-	-	43.061	45.167	106.501	77.844	31.174	40.176	56.703	57.238	-	-	237.439	220.425
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	35.955	44.383	1.030	33.986	110.550	110.724	13.527	33.777	-	-	161.062	222.870
Otros pasivos no financieros corrientes	1.798	369	28.974	33.785	150.982	172.343	24.943	31.914	26.555	28.193	-	-	233.252	266.604
PASIVOS NO CORRIENTES	598.450	597.203	467.199	509.899	5.919.567	6.168.982	1.347.551	1.537.229	708.579	734.467	-	(225.107)	9.041.346	9.322.673
Otros pasivos financieros no corrientes	592.211	591.722	41.182	40.785	1.484.088	1.539.623	1.081.622	1.251.199	398.617	414.377	-	-	3.597.720	3.837.706
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	41	45	29.571	35.901	18.972	15.639	35.296	39.485	-	-	83.880	91.070
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	80.792	86.559	2.051.071	1.962.061	1.140	1.136	11.270	11.719	-	-	2.144.273	2.061.475
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	320.541	369.498	-	-	65	-	-	(225.107)	320.606	144.391
Otras provisiones no corrientes	-	-	19.016	19.760	651.666	714.757	67.906	78.504	20.266	20.879	-	-	758.854	833.900
Pasivo por impuestos diferidos	3.234	2.521	253.446	286.936	38.781	40.030	62.729	63.683	216.581	219.783	-	-	574.771	612.953
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	3.005	2.960	14.017	13.920	1.320.656	1.476.884	113.716	124.248	5.575	6.205	-	-	1.456.969	1.624.217
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	58.705	61.894	23.193	30.228	1.466	2.820	20.909	22.019	-	-	104.273	116.961
PATRIMONIO NETO	9.618.239	9.529.856	1.888.983	1.872.837	4.655.289	5.151.558	1.948.720	2.505.109	1.524.205	1.567.147	(10.152.073)	(10.292.844)	9.483.363	10.333.663
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	9.618.239	9.529.856	1.888.983	1.872.837	4.655.289	5.151.558	1.948.720	2.505.109	1.524.205	1.567.147	(10.152.073)	(10.292.844)	7.562.587	8.105.859
Capital emitido y pagado	9.763.079	9.763.079	970.408	953.561	3.316.445	3.695.565	179.278	195.415	1.423.250	1.483.352	(5.889.382)	(6.327.894)	9.763.078	9.763.078
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.097.046	3.008.390	167.849	121.454	170.249	197.561	596.738	972.249	283.336	272.808	1.619.458	1.086.144	5.598.978	5.415.698
Primas de emisión	-	-	-	-	517.781	575.327	81.450	88.781	1.546	1.612	(600.777)	(665.720)	-	-
Acciones propias en cartera	(272)	-	-	-	(19.237)	21.375	-	-	-	-	19.237	21.375	(272)	-
Otras reservas	(3.241.614)	(3.241.613)	1.086.424	1.040.730	670.051	704.480	1.091.254	1.248.664	(183.927)	(190.625)	(5.300.609)	(4.406.749)	(7.798.197)	(7.072.917)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.920.776	2.227.804
Total Patrimonio Neto y Pasivos	10.968.521	10.722.887	3.073.916	3.071.753	14.394.454	15.513.279	4.767.932	5.248.364	2.831.220	2.929.146	(10.800.487)	(10.551.871)	25.235.556	26.933.558

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

32.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países

a) Generación y Transmisión

miles de dólares estadounidenses - MU\$S

Línea de Negocio	Generación y Transmisión												
	País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020
ACTIVOS													
ACTIVOS CORRIENTES	303.531	297.094	512.707	725.298	242.673	353.946	370.623	375.830	-	-	1.429.534	1.752.168	
Efectivo y equivalentes al efectivo	97.869	80.741	180.841	167.713	126.271	239.549	208.757	190.853	-	-	613.738	678.856	
Otros activos financieros corrientes	32.029	41.991	30.726	31.382	4.300	3.773	-	-	-	-	67.055	77.146	
Otros activos no financieros, corriente	10.769	12.401	15.609	25.705	10.619	9.254	16.314	23.333	-	-	53.311	70.693	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	111.981	111.216	192.967	444.478	68.576	70.578	63.735	73.008	7	8	437.266	699.288	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	15.259	18.509	67.247	38.033	1.377	926	47.834	52.641	(7)	(8)	131.710	110.101	
Inventarios corrientes	31.466	29.608	297	320	31.530	29.866	24.913	26.581	-	-	88.206	86.375	
Activos por impuestos corrientes, corriente	4.158	2.628	25.020	17.667	-	-	9.070	9.414	-	-	38.248	29.709	
ACTIVOS NO CORRIENTES	700.769	715.591	630.987	693.610	2.212.949	2.420.482	1.142.078	1.193.666	-	-	4.686.783	5.023.349	
Otros activos financieros no corrientes	26.028	25.454	243.447	267.351	136	151	-	55	-	-	269.611	293.011	
Otros activos no financieros no corrientes	785	839	12.208	12.463	8.133	8.378	24.415	23.092	-	-	45.541	44.772	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	257.705	268.076	7.794	8.020	3.596	4.023	-	-	-	-	269.095	280.119	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	18.444	18.411	-	-	-	-	26.710	25.534	-	-	45.154	43.945	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.157	1.145	49.967	55.520	2.271	2.475	49.784	51.887	-	-	103.179	111.027	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11.250	11.092	62.468	69.410	26.329	30.113	24.448	25.945	-	-	124.495	136.560	
Propiedades, planta y equipo	365.713	371.322	240.396	266.974	2.170.931	2.373.206	897.926	941.686	-	-	3.674.966	3.953.188	
Activos por derecho de uso	-	-	137	184	1.553	2.136	118.179	125.217	-	-	119.869	127.537	
Activos por impuestos diferidos	19.687	19.252	14.570	13.688	-	-	616	250	-	-	34.873	33.190	
TOTAL ACTIVOS	1.004.300	1.012.685	1.143.694	1.418.908	2.455.622	2.774.428	1.512.701	1.569.496	-	-	6.116.317	6.775.517	

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 - MU\$S

Línea de Negocio		Generación y Transmisión										
Pais	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020
PASIVOS CORRIENTES	142.668	161.117	441.118	665.046	639.403	570.719	288.584	255.734	-	-	1.511.773	1.652.616
Otros pasivos financieros corrientes	4.915	6.088	23.072	21.768	107.550	263.242	26.564	26.187	-	-	162.101	317.285
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	126	138	1.434	1.793	22.344	19.547	-	-	23.904	21.478
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	54.572	60.088	307.114	578.444	265.156	153.466	70.113	89.995	-	-	696.955	881.993
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	30.045	29.041	99.467	49.014	163.204	45.183	100.126	32.579	-	-	392.842	155.817
Otras provisiones corrientes	817	1.380	(3)	(3)	21.850	29.096	49.275	48.883	-	-	71.939	79.356
Pasivos por impuestos corrientes	34.733	41.620	1.031	7.071	74.123	70.498	13.080	31.538	-	-	122.967	150.727
Otros pasivos no financieros corrientes	17.586	22.900	10.311	8.614	6.086	7.441	7.082	7.005	-	-	41.065	45.960
PASIVOS NO CORRIENTES	136.181	144.807	166.561	179.215	640.131	697.178	252.752	259.631	-	-	1.195.625	1.280.831
Otros pasivos financieros no corrientes	41.182	40.785	117.662	127.378	497.800	542.592	17.271	16.927	-	-	673.915	727.682
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	45	83	300	515	9.473	10.993	-	-	9.818	11.591
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	196	215	766	764	-	-	-	-	962	979
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	17.482	19.252	-	-	-	-	-	-	17.482	19.252
Otras provisiones no corrientes	76	62	1.677	1.730	53.200	61.967	19.826	20.420	-	-	74.779	84.179
Pasivo por impuestos diferidos	45.371	52.504	29.499	29.787	62.729	63.683	185.185	189.127	-	-	322.784	335.101
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	3.313	3.190	-	-	25.336	27.657	1.777	1.906	-	-	30.426	32.753
Otros pasivos no financieros no corrientes	46.239	48.266	-	770	-	-	19.220	20.258	-	-	65.459	69.294
PATRIMONIO NETO	725.451	706.761	536.015	574.647	1.176.088	1.506.531	971.365	1.054.131	-	-	3.408.919	3.842.070
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	725.451	706.761	536.015	574.647	1.176.088	1.506.531	971.365	1.054.131	-	-	3.408.919	3.842.070
Capital emitido y pagado	565.018	561.138	195.074	215.930	175.663	191.473	818.588	853.156	-	-	1.754.343	1.821.697
Ganancias (pérdidas) acumuladas	17.875	11.406	231.757	237.270	406.453	665.670	147.899	208.351	-	-	803.984	1.122.697
Primas de emisión	-	-	-	-	30.363	33.096	3.878	4.042	-	-	34.241	37.138
Acciones propias en cartera	-	-	(48)	(54)	-	-	-	-	-	-	(48)	(54)
Otras reservas	142.558	134.217	109.232	121.501	563.609	616.292	1.000	(11.418)	-	-	816.399	860.592
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.004.300	1.012.685	1.143.694	1.418.908	2.455.622	2.774.428	1.512.701	1.569.496	-	-	6.116.317	6.775.517

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

Primeros tres meses

Linea de Negocio	Generación y Transmisión													
	País		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
INGRESOS	42.698	84.231	405.559	191.134	290.335	302.237	127.786	132.978	-	-	866.378	710.580	857.052	707.785
Ingresos de actividades ordinarias	42.623	84.231	401.631	188.738	285.041	301.534	127.757	133.282	-	-	857.052	707.785	857.052	707.785
Ventas de energía	42.269	83.325	388.256	175.231	280.783	295.113	124.309	130.046	-	-	835.617	683.715	835.617	683.715
Otras ventas	55	-	-	-	4.223	6.381	3.178	2.532	-	-	7.466	8.913	7.466	8.913
Otras prestaciones de servicios	289	906	13.375	13.507	13.375	35	40	704	-	-	13.989	15.157	13.989	15.157
Otros ingresos	75	-	3.928	2.396	5.294	703	29	(304)	-	-	9.326	2.795	9.326	2.795
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(3.780)	(14.851)	(345.892)	(106.217)	(94.206)	(102.350)	(35.240)	(37.059)	-	-	(478.118)	(260.477)	(478.118)	(260.477)
Compras de energía	(85)	(215)	(320.577)	(83.984)	(30.572)	(42.827)	(4.832)	(7.363)	-	-	(356.016)	(134.389)	(356.016)	(134.389)
Consumo de combustible	(195)	(9.254)	(16.790)	(14.682)	(5.353)	(15.127)	(12.614)	(11.604)	-	-	(34.952)	(50.647)	(34.952)	(50.647)
Gastos de transporte	(1.273)	(1.977)	(6.117)	(6.581)	(39.503)	(30.680)	(14.904)	(15.324)	-	-	(61.797)	(54.562)	(61.797)	(54.562)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(2.277)	(3.405)	(2.408)	(990)	(18.778)	(13.716)	(2.890)	(2.768)	-	-	(26.353)	(20.879)	(26.353)	(20.879)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	38.918	69.380	59.667	84.917	196.129	199.887	92.546	95.919	-	-	387.260	450.103	387.260	450.103
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	8	23	-	128	445	480	61	107	-	-	514	738	514	738
Gastos por beneficios a los empleados	(7.835)	(7.615)	(3.097)	(3.654)	(7.208)	(7.206)	(6.861)	(7.684)	-	-	(25.001)	(26.159)	(25.001)	(26.159)
Otros gastos, por naturaleza	(9.218)	(6.177)	(3.950)	(3.864)	(8.974)	(9.041)	(8.720)	(9.505)	-	-	(30.862)	(28.587)	(30.862)	(28.587)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	21.873	55.611	52.620	77.527	180.392	184.120	77.026	78.837	-	-	331.911	396.095	331.911	396.095
Gasto por depreciación y amortización	(21.646)	(24.066)	(4.593)	(7.301)	(16.988)	(16.726)	(13.292)	(15.574)	-	-	(56.519)	(63.667)	(56.519)	(63.667)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	-	-	(126)	(135)	28	(830)	30	(202)	-	-	(68)	(1.167)	(68)	(1.167)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	227	31.545	47.901	70.091	163.432	166.564	63.764	63.061	-	-	275.324	331.261	275.324	331.261
RESULTADO FINANCIERO	(1.125)	5.965	(17.729)	18.929	(9.053)	(16.429)	(45)	2.751	-	-	(27.952)	11.216	(27.952)	11.216
Ingresos financieros	12.901	12.316	2.903	5.891	883	1.451	228	1.912	-	-	16.915	21.570	16.915	21.570
Efectivo y otros medios equivalentes	7.969	8.809	598	1.292	589	1.048	1.315	74	-	-	9.230	12.464	9.230	12.464
Otros ingresos financieros	4.932	3.507	2.305	4.599	294	403	154	597	-	-	7.685	9.106	7.685	9.106
Costos financieros	(1.759)	(2.395)	(16.243)	(8.891)	(9.215)	(15.850)	(914)	(1.406)	-	-	(28.131)	(28.542)	(28.131)	(28.542)
Préstamos bancarios	(20)	(42)	-	(579)	(469)	-	(151)	-	-	-	(640)	(621)	(640)	(621)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	(4.796)	(4.810)	(9.541)	(16.607)	(271)	(425)	-	-	(14.608)	(21.842)	(14.608)	(21.842)
Otros	(1.739)	(2.353)	(11.447)	(3.502)	795	757	(492)	(981)	-	-	(12.883)	(6.079)	(12.883)	(6.079)
Resultados por Unidades de Reajuste	(34.766)	(18.761)	-	-	-	-	-	-	-	-	(34.766)	(18.761)	(34.766)	(18.761)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	22.499	14.805	(4.389)	21.929	(721)	(2.030)	641	2.245	-	-	18.030	36.949	18.030	36.949
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	-	-	-	6	-	-	-	-	-	6	-	6
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	-	-	6	-	-	-	-	-	6	-	6
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(898)	37.510	30.172	89.020	154.379	150.141	63.719	65.812	-	-	247.372	342.483	247.372	342.483
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	3.628	(26.892)	(10.981)	(30.382)	(43.913)	(47.643)	(19.880)	(7.875)	-	-	(71.146)	(112.792)	(71.146)	(112.792)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	2.730	10.618	19.191	58.638	110.466	102.498	43.839	57.937	-	-	176.226	229.691	176.226	229.691
GANANCIA (PÉRDIDA)	2.730	10.618	19.191	58.638	110.466	102.498	43.839	57.937	-	-	176.226	229.691	176.226	229.691
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	2.730	10.618	19.191	58.638	110.466	102.498	43.839	57.937	-	-	176.226	229.691	176.226	229.691

miles de dólares estadounidenses - MUSS

Primeros tres meses

Linea de Negocio	Generación y Transmisión													
	País		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	12.312	32.339	28.916	(17.464)	135.052	180.299	56.865	56.319	-	-	233.145	251.493	233.145	251.493
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	11.164	2.038	(6.488)	(3.485)	(25.390)	(134)	(26.316)	(61.813)	-	-	(47.030)	(63.394)	(47.030)	(63.394)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(1.885)	(2.027)	9.066	(612)	(209.761)	(86.452)	(4.035)	(5.712)	-	-	(206.615)	(94.803)	(206.615)	(94.803)

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

b) Distribución

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio	Distribución												
	País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020
ACTIVOS													
ACTIVOS CORRIENTES	255.431	274.170	3.206.451	3.356.268	458.323	499.983	186.452	191.178	(62)	(48)	4.106.595	4.321.551	
Efectivo y equivalentes al efectivo	7.529	8.016	285.977	557.280	119.931	141.721	41.091	41.228	-	-	454.528	748.245	
Otros activos financieros corrientes	42.007	23.383	77.463	128.089	224	274	-	-	-	-	119.694	151.746	
Otros activos no financieros, corriente	15.942	29.464	503.432	374.088	18.881	18.191	8.396	9.057	-	-	546.651	430.800	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	174.997	199.667	2.001.219	1.954.523	245.100	260.485	107.366	109.912	58	53	2.528.740	2.524.640	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	389	364	8.039	8.480	6.444	6.396	2.459	4.550	(120)	(101)	17.211	19.689	
Inventarios corrientes	14.567	13.276	281.836	272.167	67.743	72.916	27.140	26.431	-	-	391.286	384.790	
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	48.485	61.641	-	-	-	-	-	-	48.485	61.641	
ACTIVOS NO CORRIENTES	1.471.767	1.442.359	9.491.326	10.141.977	1.853.935	1.973.507	1.222.479	1.263.497	-	-	14.039.507	14.821.340	
Otros activos financieros no corrientes	6	6	2.310.247	2.497.727	2	2	-	-	-	-	2.310.255	2.497.735	
Otros activos no financieros no corrientes	55	60	2.392.955	2.259.476	23.616	24.651	-	-	-	-	2.416.626	2.284.187	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	421	460	228.331	267.871	24.556	29.541	-	-	-	-	253.308	297.872	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	30	32	-	-	-	-	-	-	-	-	30	32	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	136	133	-	-	6.348	1.463	-	-	-	-	6.484	1.596	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	50.847	50.067	3.716.634	4.174.705	95.859	103.745	44.973	42.359	-	-	3.908.413	4.370.876	
Propiedades, planta y equipo	1.420.169	1.391.477	29.012	32.860	1.670.026	1.785.402	1.144.169	1.186.821	-	-	4.263.376	4.396.560	
Propiedad de inversión	-	-	7.147	7.942	-	-	-	-	-	-	7.147	7.942	
Activos por derecho de uso	103	124	34.544	42.236	22.651	17.503	33.337	34.317	-	-	90.635	94.180	
Activos por impuestos diferidos	-	-	772.456	859.160	10.777	11.200	-	-	-	-	783.233	870.360	
TOTAL ACTIVOS	1.727.198	1.716.529	12.697.777	13.498.245	2.312.258	2.473.490	1.408.931	1.454.675	(62)	(48)	18.146.102	19.142.891	

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 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020	al 31.03.2021	al 31.12.2020
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS													
PASIVOS CORRIENTES	633.101	591.523	3.404.055	3.697.032	837.461	640.775	258.337	249.069	(62)	(48)	5.132.892	5.178.351	
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	576.802	775.450	251.073	190.925	51.942	53.750	-	-	879.817	1.020.125	
Pasivos por arrendamientos corrientes	56	78	12.757	15.396	4.722	2.999	11.802	11.280	-	-	29.337	29.753	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	517.757	467.412	1.989.013	2.159.212	407.132	338.490	105.058	116.577	-	2	3.018.960	3.081.693	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	62.135	69.660	611.309	513.115	109.946	32.604	62.190	35.692	(62)	(50)	845.518	651.021	
Otras provisiones corrientes	42.243	43.785	106.504	77.846	9.323	11.080	7.430	8.356	-	-	165.500	141.067	
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	-	26.914	36.423	40.226	447	2.239	-	-	36.870	69.379	
Otros pasivos no financieros corrientes	10.910	10.588	107.670	129.099	18.842	24.451	19.468	21.175	-	-	156.890	185.313	
PASIVOS NO CORRIENTES	374.737	415.192	5.893.842	6.033.093	707.419	840.051	453.097	471.377	-	-	7.429.095	7.759.713	
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	1.366.426	1.412.245	583.821	708.607	381.346	397.449	-	-	2.331.593	2.518.301	
Pasivos por arrendamientos no corrientes	41	45	29.013	35.221	18.671	15.124	25.823	28.492	-	-	73.548	78.882	
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	80.792	86.559	2.050.867	1.961.838	374	372	725	729	-	-	2.132.758	2.049.498	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	44.131	50.566	444.622	394.384	-	-	-	-	-	-	488.753	444.950	
Otras provisiones no corrientes	18.940	19.698	649.782	712.820	14.706	16.537	440	459	-	-	683.868	749.514	
Pasivo por impuestos diferidos	207.664	233.966	9.283	10.243	-	-	39.276	38.188	-	-	256.223	282.397	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	10.703	10.730	1.320.656	1.476.884	88.381	96.591	3.798	4.299	-	-	1.423.538	1.588.504	
Otros pasivos no financieros no corrientes	12.466	13.628	23.193	29.458	1.466	2.820	1.689	1.761	-	-	38.814	47.667	
PATRIMONIO NETO	719.360	709.814	3.399.880	3.768.120	767.378	992.664	697.497	734.229	-	-	5.584.115	6.204.827	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	719.360	709.814	3.399.880	3.768.120	767.378	992.664	697.497	734.229	-	-	5.584.115	6.204.827	
Capital emitido y pagado	540.254	528.339	2.102.564	2.222.793	3.616	3.941	141.062	147.019	-	-	2.787.496	2.902.092	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(75.924)	(67.928)	(710.643)	(882.158)	176.779	346.671	492.821	520.910	-	-	(116.967)	(82.505)	
Primas de emisión	-	-	-	-	51.087	55.685	-	-	-	-	51.087	55.685	
Otras reservas	255.030	249.403	2.007.959	2.427.485	535.896	586.367	63.614	66.300	-	-	2.862.499	3.329.555	
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.727.198	1.716.529	12.697.777	13.498.245	2.312.258	2.473.490	1.408.931	1.454.675	(62)	(48)	18.146.102	19.142.891	

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 - MU\$

Primeros tres meses

Línea de Negocio	Distribución												
	País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	
INGRESOS	156.872	226.421	1.747.382	1.834.399	412.709	399.983	233.378	236.740	(7)	(5)	2.550.334	2.697.538	
Ingresos de actividades ordinarias	154.561	223.929	1.550.520	1.614.250	409.544	395.557	232.380	235.589	-	-	2.347.005	2.469.325	
Ventas de energía	149.345	215.960	1.379.964	1.416.294	205.528	243.153	220.898	226.848	-	-	1.955.735	2.102.255	
Otras ventas	520	400	-	216	833	681	520	106	-	-	1.873	1.403	
Otras prestaciones de servicios	4.696	7.569	170.556	197.740	203.183	151.723	10.962	8.635	-	-	389.397	365.667	
Otros ingresos	2.311	2.492	196.862	220.149	3.165	4.426	998	1.151	(7)	(5)	203.329	228.213	
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(106.316)	(156.820)	(1.281.691)	(1.299.197)	(241.687)	(233.566)	(155.266)	(160.909)	-	-	(1.784.960)	(1.850.492)	
Compras de energía	(98.795)	(143.981)	(920.292)	(925.953)	(176.092)	(175.411)	(146.067)	(152.202)	-	-	(1.341.246)	(1.397.547)	
Consumo de combustible	-	-	(23)	-	-	-	-	-	-	-	(23)	-	
Gastos de transporte	(3.302)	(6.089)	(170.784)	(170.814)	(45.002)	(40.105)	-	-	-	-	(219.088)	(217.008)	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(4.219)	(6.750)	(190.592)	(202.430)	(20.593)	(18.050)	(9.199)	(8.707)	-	-	(224.603)	(235.937)	
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	50.556	69.601	465.691	535.202	171.022	166.417	78.112	75.831	(7)	(5)	765.374	847.046	
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	7.530	6.679	18.356	21.670	7.894	6.867	2.418	1.642	-	-	36.198	37.058	
Gastos por beneficios a los empleados	(29.969)	(33.313)	(93.837)	(91.997)	(17.903)	(17.217)	(8.442)	(8.231)	-	-	(149.251)	(150.758)	
Otros gastos, por naturaleza	(25.251)	(35.850)	(159.516)	(184.917)	(24.563)	(27.408)	(11.382)	(14.103)	7	5	(220.705)	(262.273)	
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	2.866	7.117	230.694	280.158	137.350	128.659	60.706	55.139	-	-	431.616	471.073	
Gasto por depreciación y amortización	(28.095)	(10.763)	(91.528)	(101.622)	(30.155)	(31.233)	(14.148)	(14.793)	-	-	(163.926)	(158.411)	
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(4.413)	(13.962)	(39.603)	(60.363)	(3.240)	(3.564)	(2.525)	(1.558)	-	-	(49.781)	(79.447)	
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	(29.642)	(17.608)	99.563	118.173	103.955	93.862	44.033	38.788	-	-	217.909	233.215	
RESULTADO FINANCIERO	8.010	9.601	(24.735)	(56.570)	(13.549)	(16.571)	(6.516)	(6.403)	-	-	(36.790)	(69.943)	
Ingresos financieros	4.757	3.100	76.099	50.915	2.207	2.226	1.213	1.156	-	-	84.476	57.397	
Efectivo y otros medios equivalentes	3.314	492	630	1.479	772	941	13	157	-	-	4.729	3.069	
Otros ingresos financieros	1.443	2.608	75.469	49.436	1.635	1.285	1.200	999	-	-	79.747	54.328	
Costos financieros	(49.154)	(29.456)	(102.581)	(106.451)	(14.487)	(13.951)	(6.639)	(7.208)	-	-	(172.861)	(157.066)	
Préstamos bancarios	(307)	(314)	(21.820)	(14.945)	(2.121)	(1.499)	(953)	(284)	-	-	(25.201)	(17.042)	
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	(93)	(12.317)	(20.346)	(9.283)	(9.552)	(5.130)	(6.175)	-	-	(26.730)	(36.166)	
Otros	(48.847)	(29.049)	(68.444)	(71.160)	(3.083)	(2.900)	(556)	(749)	-	-	(120.930)	(103.858)	
Resultados por Unidades de Reajuste	54.723	36.292	-	-	-	-	-	-	-	-	54.723	36.292	
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(2.316)	(335)	1.747	(1.034)	(1.469)	(4.846)	(1.090)	(351)	-	-	(3.128)	(6.566)	
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	51	183	-	-	1	-	-	-	52	183	
Resultado de Otras Inversiones	-	-	51	-	-	-	-	-	-	-	51	-	
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	183	-	-	1	-	-	-	1	183	
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(21.632)	(8.007)	74.879	61.786	90.406	77.291	37.518	32.385	-	-	181.171	163.455	
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	15.165	6.133	(24.589)	(18.046)	(25.371)	(23.094)	(14.912)	(11.508)	-	-	(49.707)	(46.515)	
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(6.467)	(1.874)	50.290	43.740	65.035	54.197	22.606	20.877	-	-	131.464	116.940	
GANANCIA (PÉRDIDA)	(6.467)	(1.874)	50.290	43.740	65.035	54.197	22.606	20.877	-	-	131.464	116.940	
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	(6.467)	(1.874)	50.290	43.740	65.035	54.197	22.606	20.877	-	-	131.464	116.940	

miles de dólares estadounidenses - MU\$

Primeros tres meses

Línea de Negocio	Distribución												
	País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	80.571	29.949	(205.239)	(76.330)	127.848	116.516	50.853	16.041	-	-	54.033	86.176	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(66.210)	(22.987)	(137.588)	(168.066)	(98.495)	(96.424)	(41.111)	(47.055)	-	-	(343.404)	(334.532)	
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(14.174)	(302)	115.767	122.700	(41.656)	(21.051)	(8.442)	38.227	-	-	51.495	139.574	

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

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

33.1 Garantías directas

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente			Liberación de garantías					
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	al 31.03.2021	al 31.12.2020	2019	Activos				
											2020	Activos	2021	Activos	
Mitsubishi Corporation	Enel Generación Costanera S.A.	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	US\$	34.958	US\$	46.041	46.802	-	-	-	-	-	-
BNDES	Enel Distribución Rio S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US\$	4.989	US\$	3.144	3.845	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Ceará S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US\$	9.559	US\$	65.982	74.198	-	-	-	-	-	-
Banco Bradesco	Enel Distribución Goiás S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US\$	18.427	US\$	36.445	43.802	-	-	-	-	-	-
Fundação Cesp	Enel Distribuicao Sao Paulo S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US\$	-	US\$	134.264	816.798	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Generación Piura S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	US\$	25.873	US\$	16.692	16.933	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Perú S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	US\$	32.335	US\$	21.194	24.065	-	-	-	-	-	-
Banco Continental SA	Enel Generación Perú S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	US\$	9.790	US\$	8.071	7.129	-	-	-	-	-	-

Al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos asciende a MUS\$ 102.955 y MUS\$ 104.577, respectivamente (ver Nota 15.c.ii).

Al 31 de marzo de 2021, Enel Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de MUS\$ 66.517.580 (MUS\$ 71.322.737 al 31 de diciembre de 2020).

33.2 Garantías Indirectas

miles de dólares estadounidenses - MUSS\$

Tipo	Nombre del Contrato	Fecha de Término	Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Saldo pendiente		
				Nombre	Relación		Moneda	al 31.03.2021	al 31.12.2020
Solidario	Bono H	Octubre 2028	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile S.A.	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) *	Codeudor Solidario	US\$	71.681	70.897
Solidario	Bono M	Diciembre 2029	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile S.A.	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) *	Codeudor Solidario	US\$	337.795	335.240
Aval	BNP PARIBAS 4131	Febrero 2022	BNP PARIBAS	Enel Distribución Rio S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	71.044	79.612
Aval	CITIBANK 4131 II	Marzo 2021	CITIBANK	Enel Distribución Rio S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	-	96.461
Aval	ITAÚ 4131	Julio 2021	ITAÚ	Enel Distribución Rio S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	77.269	77.194
Aval	BNP PARIBAS 4131 II	Diciembre 2022	BNP PARIBAS	Enel Distribución Rio S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	39.852	39.230
Aval	CITIBANK 4131	Enero 2021	CITIBANK	Enel Distribución Rio S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	37.417	-
Aval	SCOTIABANK 4131 III	Febrero2025	SCOTIABANK	Enel Distribución Rio S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	22.429	-
Aval	SCOTIABANK 4131 IV	Febrero2025	SCOTIABANK	Enel Distribución Rio S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	66.659	-
Aval	BNDES FINAME GIRO	Mayo 2023	BNDES	Enel Distribución Goiás S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	14.870	18.170
Aval	SCOTIABANK 4131 CELG	Agosto 2022	SCOTIABANK	Enel Distribución Goiás S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	49.153	48.870
Aval	BNP PARIBAS 4131 II	Marzo 2021	BNP PARIBAS- CREDIT AGREEMENT	Enel Distribución Goiás S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	-	33.108
Aval	DEBÉNTURES - 23ª EMISSÃO - 1ª série	Septiembre 2021	DEBENTURES	Enel Distribuicao Sao Paulo S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	123.731	136.305
Aval	DEBÉNTURES - 23ª EMISSÃO - 2ª série	Septiembre 2023	DEBENTURES	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Brasil	Aval	US\$	245.334	270.297
Total								1.157.234	1.205.384

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

33.3 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:

El Servicio de Impuestos Internos (SII) efectuó una revisión normal correspondiente al año comercial 2012 (Año Tributario 2013). Con fecha 4 de septiembre 2015, notificó liquidación de impuestos por diferencia del impuesto adicional, basado en el artículo 74 de la Ley de la Renta, justificando su posición en que una modificación del FUT implicaría una modificación de la base del impuesto adicional. La compañía señala que el SII aceptó la rectificatoria y la declaración de renta hecha por ella, con lo cual aceptó los impuestos declarados. Con fecha 23 de diciembre 2015, Enersis (actual Enel Américas) presentó reclamo tributario ante los Tribunales Tributarios y Aduaneros (TTA), alegando que la obligación tributaria se encuentra cumplida a cabalidad, pues el impuesto adicional enterado en forma provisoria mensualmente fue solucionado en su totalidad cuando se realizó la rectificatoria de renta con fecha 8 de mayo de 2014, el cual incluyó la rectificación del Fondo de Utilidades Tributables, y por medio de la cual se solucionó y enteró en forma total la obligación tributaria. Se dictó sentencia desfavorable y en enero 2018 la compañía presentó apelación. Con fecha 12 de septiembre 2018, se alegó la causa ante la Corte de Apelaciones, y el fallo de segunda instancia fue desfavorable, con voto disidente de un ministro. Con fecha 15 de noviembre 2018, la compañía presentó recurso de casación en el fondo. La Corte de Apelaciones aceptó su admisibilidad, está pendiente admisibilidad en Corte Suprema. En enero de 2019, la Tesorería General de la República notificó requerimiento de pago de impuestos a Enel Américas. La compañía solicitó se esperara la resolución de la Corte de Apelaciones sobre la suspensión del giro. El 1° marzo solicitamos se resolviera derechamente la suspensión del cobro presentada con fecha 8 de noviembre 2018. El 11 de marzo 2019, el Tribunal resolvió suspender el cobro de impuestos por el plazo máximo legal de 6 meses. Con fecha 15 de marzo, el expediente ingresó a la Corte Suprema para su examen de admisibilidad de fondo. El 19 de marzo, la compañía se hizo parte del recurso de casación. En septiembre de 2019, se solicitó la renovación de la suspensión del giro, está pendiente la resolución. Con fecha 25 de octubre 2019, la Corte Suprema accedió a la renovación de la suspensión del Cobro del Giro. En el tiempo intermedio mientras la Corte aún no fallaba la suspensión del cobro, la Tesorería General de la República trabó embargo de fondos en una cuenta corriente de Enel Américas. La Tesorería no puede disponer de dichos fondos por orden de la Corte. En diciembre 2019, se solicitó renovación de la suspensión del giro. Con fecha 03 de enero 2020, la Corte accedió a la solicitud de la compañía. Con fecha 30 de marzo, se solicitó renovación de la suspensión del giro. Con fecha 07 de abril, la Corte accedió a la solicitud de la compañía. Con fecha 15 de junio, se solicitó renovación de la suspensión del giro. Con fecha 22 de junio, la Corte accedió a la solicitud de la compañía. Con fecha 04 de septiembre, se solicitó la renovación de la Suspensión del giro. Con fecha 09 de septiembre 2020, la Corte accedió a la solicitud de la compañía. Con fecha 27 de noviembre 2020, la compañía solicitó la renovación de la Suspensión del giro. Con fecha 02 de diciembre 2020, la Corte se accedió a la solicitud de la compañía. Con fecha 12 de febrero 2021, la compañía solicitó la renovación de la Suspensión del giro. Con fecha 17 de febrero de 2021, la Corte se accedió a la solicitud de la compañía. Cuantía M\$ 7.951.921 (aprox. MUS\$10.954).

b) Juicios pendientes subsidiarias:

Colombia:

1. En demanda de Acción de Grupo, promovida contra Emgesa S.A. ESP por el ciudadano José Rodrigo Alvarez y cerca de otras 1.400 personas todos ellos los habitantes del municipio de Garzón que cursa en el Juzgado Cuarto Civil del Circuito de Bogotá, con radicado 11001310300420120083500, se reclama que, como consecuencia de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se vieron disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el censo socioeconómico del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. La cuantía es de MUS\$ 7.941 equivalente a MCOP 30.619.930. El expediente se encuentra en etapa probatoria desde el año 2016 y no se ha realizado dictamen pericial por falta de actividad de la contraparte. En auto del 8 de mayo de 2019 el Juzgado dispuso que se concedía cerca de US\$ 200 para gastos de la pericia sin que a la fecha la parte demandante los haya cancelado. Estamos a la espera de que el Despacho decida si tiene por desistida esta prueba y que se continúe con la etapa de alegatos finales.

2. En demanda de Acción Popular que cursa en el Tribunal Administrativo del Huila con radicado 41001233300020140052400 contra Emgesa S.A. ESP, - Nación - Ministerio de Ambiente y Desarrollo y Ministerio de Minas y Energía, Comepez y Otras empresas piscícolas y pescadores artesanales, solicitan la protección de los derechos colectivos y de medio ambiente sano, salubridad pública, seguridad alimentaria, y seguridad y prevención de desastres técnicamente previsibles y que se ordene a las entidades realizar de manera inmediata medidas correctivas y preventivas necesarias para que cese el peligro inminente de una mortalidad masiva en los proyectos piscícolas del embalse Betania, con ocasión del llenado del embalse y la operación de El Quimbo. Este proceso no tiene una cuantía por tratarse de una acción e protección a derechos colectivos, y asimismo no está provisionado. El proceso se encuentra al despacho para sentencia desde el 18 de junio de 2018. En las pruebas las autoridades ambientales ANLA y CAM presentaron en conjunto un informe en donde indican que la Empresa cumplió con las obligaciones impuestas por el Tribunal dentro de la medida cautelar. Aunque este proceso no tiene cuantía. Los alegatos finales se presentaron por parte de Emgesa el 15 de junio de 2018, quedando en Despacho el expediente para sentencia desde el 18 de junio de 2018. El 1 de febrero de 2021 se notificó formalmente la sentencia de primera instancia por parte del Tribunal del Huila, que, si bien reconoció que el sistema de oxigenación implementado por Emgesa mitigaba los riesgos asociados a la protección de la fauna en la cuenca de Betania, impuso una serie de obligaciones a las autoridades ambientales involucradas, así como a la propia Emgesa. En particular, este último está llamado a implementar un proyecto de descontaminación orientado a asegurar que el agua de la cuenca no genere riesgos para la flora y fauna del río y que estará sujeta a verificación por parte de ANLA, así como asegurar, de manera permanente, el funcionamiento del sistema de oxigenación ya implementado, adecuándolo a los parámetros requeridos por ANLA. La empresa presentó recurso de apelación el 4 de marzo de 2021. La segunda instancia se surtirá ante el Consejo de Estado y estimamos que se profiera fallo en 2025. En la sentencia de primera instancia solamente se condenó a realizar un proyecto de descontaminación mas no hubo reconocimiento económico para el demandante.

3. Demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho presentada por Emgesa contra La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), expedientes: 25000232400020050147601, 25000232400020060083301 y 25000232400020100020201. La CAR mediante Resoluciones 506, de 28 de marzo de 2005, y 1189 de 8 de julio de 2005, impuso a Emgesa, la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EEAB) la ejecución de unas obras en el embalse de El Muña. Emgesa interpuso

demanda en contra de dichas resoluciones buscando su nulidad. En cuanto al estado procesal, se dictó sentencia de primera instancia rechazándose la nulidad de estas resoluciones. Se interpusieron recursos de apelación por Emgesa, EEB y EEAB, los que en la actualidad se encuentran pendientes de resolverse. Existe además una acción paralela, de Nulidad y Restablecimiento iniciado por Emgesa en contra de la CAR, pretendiendo la nulidad del artículo 2º de la Resolución 1318 de 2007 y el artículo 2º de la Resolución 2000 de 2009, por medio de los cuales se impuso a Emgesa la implementación de un “Plan de Contingencia” y la realización de un estudio de “Calidad del Aire” ante la eventual suspensión del bombeo de aguas del embalse, pretendiendo que los mencionados actos administrativos sean anulados por la imposibilidad técnica de adelantar el estudio de “Calidad del aire” y la implementación del “Plan de contingencia”. Se culminó la etapa probatoria presentándose alegaciones finales y, a la fecha, se encuentra en Despacho para fallo de primera instancia. La cuantía involucrada en este litigio es indeterminada.

4. Acción de Grupo en contra de Codensa S.A. 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. bajo el radicado 11-001-33-34-001-2014-00056-00, 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. En cuanto al estado procesal, Codensa procedió a contestar la demanda rechazándola en todas sus partes. Se llevó a cabo la audiencia de conciliación entre las partes, sin éxito. Se ha dictado auto de pruebas el 15 de mayo de 2018 y se negó la inclusión de nuevos demandantes. El proceso está en etapa probatoria. La cuantía estimada para este litigio aproximadamente es COP 337.000 millones (MUS\$ 90.349).

5. Acción popular de Henry Andrew Barbosa contra Codensa y la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos del Distrito Capital de Bogotá (UAESP), expediente 2009-0069 del Juzgado Décimo Administrativo de Bogotá DC, y Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho de Codensa SA ESP contra la UAESP, expediente 2018-00718, que cursa ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca. Mediante el fallo de acción popular se ordenó que Codensa y la UAESP re liquidaran el Convenio de Alumbrado Público de 1997 suscrito entre ellas, por cuanto se 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 Codensa a la UAESP de COP 14.433 millones (MUS\$3.869). Mediante auto de 1º de junio de 2017, el Juzgado se negó a considerar el mencionado acuerdo y, en su lugar, ordenó a la UAESP que realizara la liquidación unilateral. En cumplimiento de lo ordenado, la UAEPS expidió la Resolución No. 000730 del 18 de diciembre de 2017, donde determinó que Codensa debía cancelar COP 113.082 millones (aprox. MUS\$ 30.317). Estado Actual del Proceso: Actuaciones Admirativas y/o Judiciales: 1.- Se demandó la Nulidad y Restablecimiento del Derecho en contra de la UAESP. El 21 de agosto de 2019 el Tribunal Administrativo de Cundinamarca al realizar la audiencia inicial considera que no hay pruebas por practicar y dicta fallo de forma negativa para CODENSA, restando cualquier valor a la transacción celebrada por las partes en el año 2014. Ante esta situación se presenta recurso de apelación el cual se surtirá ante el Consejo de Estado. 2.- La UAESP inicio el cobro ejecutivo, pero con la admisión de la demanda de nulidad el cobro está suspendido. 3. Codensa SA ESP realizó un pago por un valor de COP 24.400 millones (MUS\$ 6.542) que es el que consideramos deber según los acuerdos del año 2014. Finalmente, la demanda de nulidad tiene una cuantía aproximada de COP 88.698 millones (MUS\$ 23.780).

6. El 4 de diciembre de 2017 se notifica a Enel Américas S.A. la intención del Grupo Energía de Bogotá de someter las diferencias surgidas entre las partes sobre la distribución de utilidades del ejercicio 2016 para Emgesa y Codensa, conforme a lo reglado por el Acuerdo Marco de Inversión – AMI. El demandante fundamenta sus pretensiones en que Enel actúa en contra de sus propios actos, al votar por una distribución de utilidades del 70%, dado que entiende que esta proporción corresponde a “todas las utilidades disponibles de acuerdo a las buenas prácticas comerciales”. La conducta de Enel viola lo dispuesto en la cláusula 3.8. del AMI que regula la forma de distribución de utilidades, obligando a las partes a votar favorablemente la distribución de todas (\$100%) las utilidades que sean posibles de distribuir durante cada ejercicio. Las pretensiones buscan la declaratoria de incumplimiento de Enel al AMI y como consecuencia se distribuyan el 100% de las utilidades del ejercicio 2016 para cada empresa. Cuantía: para Codensa SA ESP la suma de COP 63.619.000.000 (MUS\$ 17.056), que corresponden a la suma dejada de percibir como consecuencia del reparto parcial de utilidades. Para Emgesa SA ESP la suma de COP 82.820.000.000 (MUS\$ 22.204), que corresponden a la suma dejada de percibir como consecuencia del reparto parcial de utilidades. Estado actual: Estando fijada la fecha para la instalación del Tribunal, el GEB decide retirar la demanda para realizar reformas e incluir nuevos temas. El 8 de octubre de 2018, GEB radica la nueva demanda ante el Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Bogotá por presunto incumplimiento del AMI en relación con la falta de distribución de dividendos en 2016, 2017 y 2018 en las empresas Emgesa y Codensa, el incumplimiento de otras disposiciones del acuerdo de accionistas y solicitando además indemnización de perjuicios. La nueva reclamación económica asciende a unos MCOP 1.876.417.133 (MUS\$ 503.061) más intereses. El procedimiento se encuentra en la fase de alegatos de conclusión y se encuentra suspendido hasta el 10 de febrero de 2021, fecha en la cual debía presentarse los alegatos finales, sin embargo, las partes solicitaron una prórroga de tres meses, lo que puede tomar hasta el 25 de junio de 2021, tiempo durante el cual el Tribunal está suspendido. Paralelo al desarrollo del Tribunal y específicamente en el último trimestre de 2020, se llevaron a cabo mesas de negociación entre los accionistas a fin de resolver sus diferencias. Producto de estas, el 29 de enero de 2021 Enel Américas suscribió un nuevo acuerdo marco de inversión con Grupo Energía Bogotá; dentro de los principales acuerdos alcanzados, está la integración del negocio renovable a sus inversiones conjuntas, la definición de nuevas reglas de gobierno corporativo más acorde a los nuevos objetivos y oportunidades de negocio, y las partes propondrían acuerdos de conciliación para terminar las demandas arbitrales existentes entre ellas. Luego de la firma del nuevo AMI, se deben cumplir algunas fases para que puedan darse por terminados los arbitramentos con la firma de un acuerdo de conciliación. Esta etapa corresponde a un acuerdo respecto a las valoraciones de las Compañías puesto que allí se definirá cual será el porcentaje de participación de Grupo Energía Bogotá (GEB) en la sociedad resultante. Esta etapa está prevista, según cronograma estimado, para abril de 2021.
7. Se encuentran en curso 37 solicitudes de trámite arbitral instauradas por el socio local Grupo Energía Bogotá contra Codensa (17) – Emgesa (20), donde se busca la nulidad de las Actas de la Junta Directiva y Asamblea General de Accionistas planteando los siguientes argumentos: i) Conflictos de Interés con empresas vinculadas económicas. ii) Imposibilidad de ratificación de autorizaciones para contratar. iii) Indebido levantamiento del conflicto de interés. iv) Violación al AMI en cuanto distribución de utilidades. v) Insuficiente información para toma de decisiones, etc. Las pretensiones de la demanda son similares indicando que las decisiones están viciadas porque contravienen una norma imperativa, son nulas absolutamente por objeto y causa ilícita, contravienen lo indicado en el AMI respecto a distribución de utilidades y haberse aprobado algunos textos de actas estando en curso un arbitramento. La cuantía es indeterminada, sin embargo, están se involucran las decisiones tomadas en torno a operaciones con empresas vinculadas económicas de alto impacto para el negocio. El 5 de julio de 2018 se llevó a cabo el sorteo de los árbitros, ante la negativa de acuerdo para su designación, y la acumulación sugerida con el arbitramento contra Enel Américas. Estos

trámites arbitrales se encuentran en su fase inicial. Mediante auto de fecha 21 de junio de 2019, el Tribunal de Arbitramento que primero se instaló por EMGESA decidió acumular los trámites en uno solo por cuanto las pretensiones son similares, se pueden llevar por el mismo procedimiento, entre las mismas partes y se valen de las mismas pruebas. De esta manera, solo se llevará un arbitramento por EMGESA, lo cual provocó que GEB reformara su demanda. Respecto a CODENSA, el 25 de octubre de 2019, se profirió similar decisión ordenándose su acumulación de 17 arbitramentos en un solo trámite. En el arbitramento de Emgesa se contestó la reforma de la demanda, no obstante, las partes de común acuerdo decidieron suspender el proceso hasta el 3 de mayo de 2021, mientras que los accionistas adelantan mesas de trabajo para cerrar sus diferencias. En los de CODENSA se contestó la demanda acumulada e igualmente las partes de mutuo acuerdo solicitaron una suspensión del proceso hasta el 3 de mayo de 2021. De resultar favorables los acuerdos entre los accionistas, esto permitirá la terminación de estos trámites arbitrales.

Perú:

8. En Perú, la SUNAT (Superintendencia Nacional de Aduanas y Administración Tributaria), autoridad fiscal, cuestionó a Enel Generación Perú S.A.A. (antes denominada Edegel), a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la deducción como gasto, de la depreciación que correspondía a parte del mayor valor asignado a los activos en la tasación realizada con motivo de su revaluación voluntaria en el año 1996. El valor rechazado de la tasación es el referido a los intereses financieros durante la etapa de construcción de las centrales de generación. La posición de la SUNAT es que Enel Generación Perú S.A.A. no ha acreditado fehacientemente que fuera necesario obtener un financiamiento a fin de construir las centrales de generación que se revaluaron, ni que dicho financiamiento hubiese sido efectivamente incurrido. La posición de Enel Generación Perú S.A.A. es que la SUNAT no puede exigir tal acreditación, ya que la tasación lo que pretende es asignar al bien el valor de mercado que corresponde en la oportunidad de realización de la tasación, y no el valor histórico del mismo. En este caso, la metodología de tasación consideró que centrales de tal magnitud se construyen con financiamiento. Si la SUNAT no estaba de acuerdo con la valoración debió oponer su propia tasación, lo que no ocurrió.

Respecto del periodo 1999: En febrero de 2012, el Tribunal Fiscal (“TF”) resolvió el litigio del año 1999, a favor de Enel Generación Perú S.A.A. por dos centrales y en contra respecto de cuatro centrales, en base al argumento de que sólo por las dos primeras se acreditó que hubo financiamiento. Enel Generación Perú S.A.A. pagó la deuda reliquidada por SUNAT en junio 2012, por el equivalente a MPEN 37.710 (MUS\$ 10.000), la cual tendrá que ser devuelta en caso se obtenga un resultado favorable en la demanda planteada ante el Poder Judicial (“PJ”) contra lo resuelto por el TF, interpuesta en mayo 2012, contra la SUNAT y el TF.

En marzo de 2018, Enel Generación Perú S.A.A. recibió la resolución de la Corte que declaró la nulidad de la resolución del Juzgado y ordenó emitir un pronunciamiento sobre la pretensión de la demanda. En enero de 2020, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la sentencia, mediante la cual el Juzgado declaró infundadas todas las pretensiones planteadas. En ese mismo mes, Enel Generación Perú S.A.A. presentó recurso de apelación.

En julio de 2020, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la resolución mediante la cual se concede el recurso de apelación. En Octubre de 2020, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la sentencia emitida por la Corte, confirmando en parte la sentencia de primera instancia, en el extremo que declara infundada la pretensión principal (nulidad parcial de la Resolución del TF, por cuanto niega la inclusión del

concepto “intereses durante la construcción” en cálculo del “valor similar nuevo”), segunda pretensión principal (se ordene a SUNAT que considere dichos intereses en la estructura de cálculo) y sus respectivas pretensiones accesorias. Asimismo, la Corte ha anulado parte de la sentencia y ha dispuesto la remisión del expediente al Juzgado para que se pronuncie en lo que respecta a la pretensión subordinada (devolución de intereses moratorios por demora excesiva). Esta posición colocó a Enel Generación Perú S.A.A. en una situación inusual ya que, por un lado, impugnó la sentencia ante la Corte Suprema presentando un recurso de casación y, en el otro, el Juzgado tiene que pronunciarse sobre la pretensión subordinada.

En noviembre de 2020, Enel Generación Perú S.A.A. presentó recurso de casación contra la indicada sentencia de la Corte. En ese mismo mes, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la resolución de la Corte, mediante la cual ésta tiene por presentado el recurso de casación, pero se reserva la elevación del mismo a la Corte Suprema hasta que el Juzgado se pronuncie sobre la pretensión subordinada. Mientras no se resuelva la pretensión subordinada no existe ningún efecto práctico.

Respecto del periodo 2000 y 2001: El criterio adoptado respecto al periodo 1999, fue replicado para los periodos 2000 y 2001, por lo que Enel Generación Perú S.A.A. pagó MPEN 18.786 (MUS\$ 4.982).

Expediente judicial: En marzo de 2018, el Juzgado del PJ emitió una resolución declarando infundada la demanda, y falló a favor de Enel Generación Perú S.A.A. en orden a no aplicar intereses en los anticipos de marzo a diciembre de 2001. En el mismo mes, Enel Generación Perú S.A.A. presentó una apelación por la parte desfavorable. En diciembre de 2018, se llevó a cabo el informe oral y se presentaron diversos escritos para mejor resolver. En el mismo mes, la Sala del PJ emitió sentencia declarando nula la sentencia de primera instancia, disponiendo que el Juzgado emita nuevo pronunciamiento, atendiendo los argumentos expuestos en la misma sentencia. En mayo 2020 tomamos conocimiento que el Juzgado había emitido la sentencia que declara fundada en parte la demanda de Enel Generación Perú S.A.A. pero sólo en el extremo referido a la pretensión vinculada con el cobro de intereses moratorios por la omisión de los pagos a cuenta de los periodos de marzo a diciembre de 2001. Las demás pretensiones fueron declaradas infundadas. En agosto de 2020, Enel Generación Perú S.A.A. apeló la sentencia del Juzgado. En diciembre de 2020, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la resolución que otorga la apelación con efecto suspensivo y se elevó el expediente a la Corte. En marzo de 2021, se llevó a cabo la vista de la causa ante la Corte y Enel Generación Perú S.A.A. presentó escrito de alegatos.

Expediente administrativo: En agosto de 2017, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la Resolución de Cumplimiento, emitida considerando el pronunciamiento del TF por el periodo de 1999, mediante la cual la SUNAT procedió a reliquidar la deuda tributaria por el periodo de 2000-2001. Según SUNAT, la deuda tributaria actualizada de Enel Generación Perú S.A.A. ascendía a MMPEN 220, por concepto de IR anual del 2000, su multa vinculada, y pagos a cuenta por el ejercicio 2001. Asimismo, los créditos a favor de la empresa actualizados ascendían a MMPEN 22, por el IR 2001. En septiembre 2017, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con una Resolución, mediante la cual SUNAT corrige la resolución de Cumplimiento de agosto de 2017, señalando que había aplicado un factor de actualización incorrecto a la deuda tributaria liquidada, lo que se generaba que la deuda tributaria liquidada por SUNAT sea MMPEN 190 y no MMPEN 220. En septiembre de 2017, Enel Generación Perú S.A.A. presentó recurso de apelación contra la mencionada Resolución de Cumplimiento. En julio de 2018, Enel Generación Perú S.A.A. presentó argumentos por escrito. En octubre, se realizó el informe oral y se presentaron alegatos para mejor resolver. En enero de 2021, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la Resolución del TF, mediante la cual dicha entidad se pronunció de manera favorable respecto de la mayoría de las controversias planteadas por Enel Generación Perú

S.A.A., reduciéndose sustancialmente la cuantía del litigio en discusión. En marzo de 2021, Enel Generación Perú S.A.A. presentó un escrito a SUNAT con la finalidad de que emita la respectiva resolución de cumplimiento conforme a los lineamientos planteados en la Resolución del TF.

Las próximas actuaciones.

Respecto de 1999: El expediente fue remitido al Juzgado por lo que Enel Generación Perú S.A.A. está a la espera que se programe fecha para el informe oral.

Respecto de 2000 y 2001: Se espera que la SUNAT emita la resolución de cumplimiento conforme a la Resolución del TF. Se espera que la Corte emita nueva sentencia.

La cuantía total de estos litigios se estima en MPEN 75.821 (MUS\$ 20.106).

9. La SUNAT desconoció a Enel Distribución Perú S.A.A. (antes denominada Edelnor) las pérdidas comerciales de energía, reconocidas por la compañía entre los años 2006 al 2011, equivalentes al 2% aproximadamente del total comprado y energía autogenerada, por lo que cuestionó el costo de venta de esa energía determinado por Enel Distribución Perú S.A.A., según la SUNAT, sobre la base de un delito de robo de energía que no fue establecido por los tribunales de justicia. La posición de la SUNAT es que la inviabilidad de la acción judicial sólo puede demostrarse a través de un Reporte Policial y de una Resolución, debidamente motivada, emitida por el Fiscal General (Ministerio Público) que declara el archivo, definitivo o provisorio, de la acción criminal por robo de energía. El TF ha emitido algunas sentencias que establecen que dicha resolución es necesaria. La posición de Enel Distribución Perú S.A.A. es que la ley no establece un mecanismo específico sobre cómo se demostrará la inviabilidad de una acción judicial, por lo que es posible presentar cualquier evidencia disponible, apropiada y razonable para esta situación (revisión libre de la prueba). Enel Distribución Perú S.A.A. eligió para demostrar que era inútil perseguir estos delitos mediante acciones legales, los informes producidos por ingenieros especializados, informes emitidos por la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas y por OSINERGMIN (Regulador), demostrando que no tenía sentido ir al PJ y enjuiciar un delito que sería inútil debido a que los autores del crimen, la ocurrencia exacta de robo, el lugar concreto en el que se produce y la cantidad robada en cada oportunidad no pudieron ser identificados. El TF ha permitido este tipo de acreditación en caso de robo en la distribución de agua (una empresa similar a la distribución de electricidad) y no ha señalado que la resolución emitida por el Fiscal General (Ministerio Público) es la única evidencia admisible que demuestra la inutilidad de la prosecución de la acción judicial.

La evolución de los procesos es:

Para el año 2006: El TF falló en contra de Enel Distribución Perú S.A.A., en la apelación, aunque estuvo de acuerdo con la posición de ésta sobre el fondo de la cuestión controvertida. Por tanto, el TF confirmó el reparo después de concluir que Enel Distribución Perú S.A.A. no demostró la cantidad de pérdidas comerciales atribuibles al robo. Tal conclusión se deriva del hecho de que la pérdida de energía comercial no está exclusivamente compuesta por energía robada, sino que también por energía perdida debido a otras razones, tales como errores de medición, errores de facturación y errores en la estimación de pérdidas físicas. Debido a la ejecución inmediata de la sentencia del TF, Enel Distribución Perú S.A.A. pagó la deuda en su totalidad a la SUNAT por un monto total de MPEN 14.517 (MUS\$ 3.850). Luego de una decisión parcialmente en favor de Enel Distribución Perú, en enero de 2017, tanto SUNAT y Enel Distribución Perú S.A.A. interpusieron un

recurso de casación ante la Corte Suprema de Justicia. En enero de 2018, Enel Distribución Perú S.A.A. recibió notificación de la resolución que declaró rechazado su recurso extraordinario (casación) y admitido el recurso extraordinario de la SUNAT. En noviembre 2019, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Sentencia de Casación N°4739-2017-LIMA, mediante la cual la Corte Suprema declaró fundado el recurso de casación presentado por la SUNAT, y, en consecuencia, nula la sentencia de segunda instancia, y ordenó que se emita un nuevo pronunciamiento. En agosto 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la sentencia de la Sala, la misma que declaró fundada la pretensión subordinada y, en consecuencia, ordena la devolución del expediente administrativo hasta SUNAT, a efectos de que esta entidad determine, en función a los medios probatorios existentes, el porcentaje de pérdidas extraordinarias por hurto de energía eléctrica. En ese mismo mes, el Tribunal Fiscal y SUNAT presentaron recursos de casación contra la sentencia, los mismos que fueron elevados a la Corte Suprema en setiembre de 2020.

Para los años 2007 y 2008: Teniendo en cuenta el resultado obtenido en 2006 para el impuesto a la renta, Enel Distribución Perú S.A.A. inició una nueva estrategia de defensa: (i) en teoría, las pérdidas de energía comerciales pueden estar compuestas de errores de medición, facturación y de estimación de pérdidas físicas, (ii) dado que tales pérdidas se determinan por "sustracción" (la energía que entró en el sistema "menos" la energía suministrada a los clientes y "menos" la pérdida física de la energía), la pérdida de energía comercial puede de hecho, estar integrada por dichos errores sólo en casos de una sub-medición o sub-facturación o subestimación de las pérdidas físicas, (iii) si no existen tales errores, la cantidad que se muestra como pérdida de energía comercial se compone sólo de pérdidas por robo, (iv) durante la inspección, la SUNAT revisó tanto la facturación y el informe de la pérdida física y no hizo ningún cuestionamiento ni investigación respecto de ellos; por lo tanto, en este punto, los errores de facturación o los errores de estimación de pérdidas físicas no se pueden argumentar por la SUNAT como parte de la pérdida de energía comercial, (v) con respecto a los errores de medición, siendo la distribución de energía eléctrica de un negocio regulado, los márgenes de este tipo de errores son mínimos.

Para el año 2007: Enel Distribución Perú S.A.A. presentó pruebas de que una pequeña cantidad de pérdida fue atribuible a sub-medición. Entonces, las pérdidas comerciales de energía consistían principalmente en robo (95%) y, en menor medida (5%), a errores de medición. En julio de 2013 Enel Distribución Perú S.A.A. dio informe oral y presentó alegatos. En diciembre de 2019, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó un escrito ampliatorio.

Para el año 2008: Enel Distribución Perú S.A.A. presentó pruebas que demostraron un exceso de medición. Por ende, las pérdidas de energía comerciales eran solo robo. En diciembre 2019, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Resolución del TF mediante la cual se emitió un pronunciamiento favorable, de manera parcial. De esta forma, el TF (i) revocó y dejó sin efecto la observación de la SUNAT vinculada con el Impuesto a las Ganancias del año 2008; (ii) revocó las Resoluciones de Impuestos y Multa, vinculadas con los pagos anticipados por los periodos de marzo a diciembre de 2008; (iii) confirmó las Resoluciones de Impuestos y Multa, vinculadas con los pagos anticipados por los periodos enero y febrero de 2008.

En agosto de 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Demanda Contencioso Administrativa contra la Resolución del TF interpuesta por SUNAT. En septiembre de 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. contestó la demanda.

Para el año 2009: SUNAT objetó la deducción de las pérdidas de energía comercial, bajo las mismas razones de los años anteriores. En noviembre de 2013, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó una reclamación, en

la que además de reiterar las razones por las que la pérdida comercial de energía es deducible, proporcionó evidencia que demostró que la pérdida de energía comercial consistía principalmente de robo (93%) y, en menor medida (7%), de errores de medición. En junio de 2014, la SUNAT solicitó información sobre los detalles del cálculo de la "pérdida de energía estándar". En julio de 2014, Enel Distribución Perú S.A.A. dio respuesta a los puntos solicitados por la SUNAT. En agosto de 2014, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú S.A.A. con la Resolución que se pronunció sobre el reclamo de ésta última. En dicha resolución, la SUNAT revocó el reparo correspondiente a la pérdida de energía comercial en la parte que se refiere a la pérdida estándar de energía comercial, confirmándolo en la parte correspondiente al exceso de dicha cantidad. En septiembre de 2014, Enel Distribución Perú S.A.A. pagó la deuda mantenida con la SUNAT por un valor MPEN 5.274 (MUS\$ 1.399), este monto incluye intereses moratorios por pagos a cuenta y multas. Se presentó una apelación ante el TF. En julio de 2019, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Resolución del TF mediante la cual se emitió un pronunciamiento desfavorable para la empresa. En octubre de 2018, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó una demanda contra la Resolución del TF ante el PJ, la misma que fue admitida por el Juzgado el mismo mes. En diciembre de 2019, el Juzgado tuvo por contestada la demanda por parte de SUNAT y el TF, declaró saneado el proceso, fijó los puntos controvertidos y admitió los medios probatorios. En el mismo mes, Enel Distribución Perú S.A.A. solicitó que se fije fecha para el informe oral y solicitó uso de la palabra. En julio de 2020, se programó el informe oral para el 21 de abril del 2021. En febrero de 2021, el Juzgado reprogramó el informe oral para el 7 de junio de 2021. En ese mismo mes, Enel Distribución Perú S.A.A. solicitó el uso de la palabra para el indicado informe oral para abril del 2021.

Para el año 2010: SUNAT sólo objetó la deducción de las pérdidas de energía comerciales en la parte correspondiente al exceso de la pérdida estándar de energía comercial. En julio de 2015, Enel Distribución Perú S.A.A. pagó la deuda mantenida por la SUNAT de un valor MPEN 5.084 (MUS\$ 1.348) incluye tributos, intereses moratorios de pago de cuenta más multas respectivas. Se presentó reclamación ante la SUNAT. En abril de 2016, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada de la Resolución de la SUNAT, que mantiene los reparos, y en el mismo mes se interpuso un recurso de apelación. En enero de 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Resolución del TF que confirmó la posición de la SUNAT, no admitiéndose la deducción del exceso de la pérdida de energía estándar. En junio de 2020 Enel Distribución Perú S.A.A. presentó Demanda Contencioso Administrativa contra la Resolución del TF. En septiembre 2020, se tuvo por contestada la demanda por parte del TF y SUNAT. En marzo de 2021, el Juzgado declaró saneado el proceso y fijó los puntos controvertidos. En ese mismo mes, Enel Distribución Perú S.A.A. solicitó que se fije fecha para el informe oral y designó a la abogada patrocinante que hará el uso de la palabra en el informe oral. Tomando en cuenta lo anterior, el Juzgado fijó fecha para el informe oral para el día 16 de diciembre de 2021.

Para el año 2011: SUNAT también objetó la deducción de las pérdidas de energía comerciales en la parte correspondiente al exceso de la pérdida estándar de energía comercial. En julio de 2016, Enel Distribución Perú S.A. pagó la deuda mantenida con la SUNAT por un valor de MPEN 3.126 (MUS\$ 829) por concepto de pago a cuentas y multas con los respectivos intereses moratorios. En septiembre 2016, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con liquidaciones de impuestos y multas. En octubre 2016, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó reclamación de los impuestos y multas. En junio de 2017, Enel Distribución Perú S.A.A. recibió resolución mediante la cual la SUNAT mantiene las objeciones levantadas. En julio de 2017, Enel Distribución Perú interpuso un recurso de apelación. En febrero de 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Resolución del TF que confirmó la posición de la SUNAT, no admitiéndose la deducción del exceso de la pérdida de energía estándar.

En junio de 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó Demanda Contencioso Administrativa contra la Resolución del TF y fue notificada con la Resolución que admite a trámite la Demanda Contencioso Administrativa, y se corre traslado a la SUNAT y al Tribunal Fiscal por el plazo de 10 días hábiles. En julio de 2020, se tuvo por contestada la demanda. En agosto de 2020, se declaró saneado el proceso, se fijaron los puntos controvertidos y se admitieron los medios probatorios. En octubre de 2020, el Juzgado programó fecha para el informe oral para el día 18 de junio de 2021.

Para el año 2014: SUNAT también objetó la deducción de las pérdidas de energía comerciales en la parte correspondiente al exceso de la pérdida estándar de energía comercial. Cabe precisar que Enel Distribución Perú S.A.A. pagó el impuesto a la renta vinculado con el indicado gasto, con la presentación de la declaración jurada anual original, el mismo que ascendió a MPEN 3.582 (MUS 950). En enero de 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó recurso de reclamación contra la liquidación de impuestos. En marzo de 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó escrito de pruebas, adjuntando documentación sustentatoria adicional. En diciembre de 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada de la Resolución de la SUNAT que mantiene, entre otros, el reparo por el exceso de la pérdida estándar de energía comercial. En enero de 2021, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó recurso de apelación contra la Resolución de la SUNAT.

Las próximas actuaciones son:

Para el año 2006: Enel Distribución Perú S.A.A. está a la espera de que la Corte Suprema del PJ analice la procedencia de los recursos de casación presentados.

Para el año 2007: Enel Distribución Perú S.A.A. está a la espera de que el TF emita la correspondiente resolución.

Para el año 2008: Enel Distribución Perú S.A.A. está a la espera de que se declare saneado el proceso, se fijen los puntos controvertidos y se admitan los medios probatorios.

Para el año 2009: Enel Distribución Perú S.A.A. se encuentra a la espera de que se realice el informe oral ante el Juzgado.

Para el año 2010: Enel Distribución Perú S.A.A. está a la espera de que se realice el informe oral ante el Juzgado.

Para el año 2011: Enel Distribución Perú S.A.A. se encuentra a la espera de que se realice el informe oral ante el Juzgado.

Para el año 2014: Enel Distribución Perú S.A.A. se encuentra a la espera de que el TF señale fecha para el informe oral.

La cuantía total por estos litigios se estima en MPEN 83.433 (MUS\$ 22.125).

10. En 1997, Enel Generación Perú S.A.A. (antes denominada Edegel), Perené y Simsa entraron en un acuerdo de Joint Venture para el desarrollo de las plantas de energía Chimay y Yanango, acordando un bono para Enel Generación Perú S.A.A. en la cantidad US\$ 13 millones. En 1998, Enel Generación Perú S.A.A. firmó un contrato con su compañía controladora Generandes (en adelante, Enel Perú empresa absorbente de Generandes vía fusión) con el fin de que esta última prestara servicios de supervisión para la construcción de las plantas de energía, acordando un bono para Enel Perú en la cantidad de US\$ 13 millones. A su vez,

Generandes celebró contratos con sus accionistas, Entergy Perú y Conosur, transfiriendo sus compromisos con Enel Generación Perú S.A.A. y acordando un bono para cada parte, en la cantidad US\$ 3 millones. La SUNAT cuestionó esta operación (i) en Enel Generación Perú S.A.A.: el uso del IVA como crédito fiscal que fue recargado por Enel Perú, y (ii) en Enel Perú: el gasto deducido del impuesto a la renta de la empresa y el uso del IVA como crédito fiscal que fue recargado por sus accionistas. La posición de la SUNAT es que las operaciones no son reales pues Enel Perú y sus accionistas son una entidad holding que no tiene personal para prestar tales servicios. Los servicios de supervisión fueron prestados directamente por Enel Generación Perú S.A. a través de su personal. Esta posición ha sido respaldada por el TF en las Resoluciones Nos. 15281-8-2014 (caso Enel Generación Perú S.A.A.) y 11180-5-2017 (Enel Perú). Tomando en cuenta ello, Enel Perú espera que el PJ ordene que se emita un nuevo pronunciamiento, indicado que no sólo no existen los costos, sino que tampoco existen ingresos. De acuerdo a esta esperada nueva determinación, se produciría un pago en exceso en el impuesto a la renta de Enel Perú, y este exceso debería compensarse con el IVA, eliminándose la contingencia para este caso.

La evolución del proceso es el siguiente:

Tras una decisión adversa en el proceso administrativo, Enel Perú pagó a SUNAT el impuesto adeudado de MPEN 87.055 (MUS\$ 23.085) y presentó una demanda judicial contra SUNAT y el TF. En setiembre 2019, Enel Perú fue notificada con la sentencia que declaró infundada la demanda, salvo en un petitorio. En ese mismo mes, Enel Perú presentó una apelación contra la mencionada sentencia. En agosto 2020, Enel Perú fue notificada con la sentencia de Sala que declara la nulidad de la sentencia del Juzgado y le ordena emitir un pronunciamiento.

La cuantía total de este litigio asciende a MPEN 87.055 (MUS\$ 23.085) debidamente pagada. El expediente judicial se encuentra nuevamente en el Juzgado para que éste emita nueva sentencia.

11. El 5 de julio de 2016, Electroperú S.A. ("Electroperú") presentó una solicitud de arbitraje contra Enel Generación Perú S.A.A. ("Enel Generación Perú") por existir discrepancias relativas a la interpretación de ciertos aspectos técnicos (potencia comprometida, fecha de inicio de la segunda etapa del contrato, determinación del Precio Base del Gas) de un contrato de suministro de energía eléctrica celebrado en el año 2003. La cuantía total de este litigio se estima en aproximadamente US\$ 41,2 millones (PEN 155,37 millones). Por su parte, la controversia contiene pretensiones de Enel Generación Perú contra Electroperú por aproximadamente US\$ 18,5 millones. Electroperú presentó su demanda el 4 de junio de 2017 y Enel Generación Perú presentó su contestación de demanda y reconvencción el 4 de agosto de 2017. El 10 de agosto de 2017, el tribunal arbitral notificó a Enel Generación Perú la liquidación de los gastos arbitrales. El 18 de septiembre de 2017, Electroperú presentó su réplica a la contestación de demanda y reconvencción de Enel Generación Perú. El 3 de octubre de 2017, Electroperú presentó su contestación a la reconvencción de Enel Generación Perú. El 2 de noviembre de 2017, Enel Generación Perú presentó su respuesta a la réplica de Electroperú. Con fecha 17 de noviembre de 2017, Enel Generación Perú absolvió el traslado de la contestación a la reconvencción efectuada por Electroperú. Con fecha de 2 de enero de 2018, Enel Generación Perú presentó dúplica a lo alegado por Electroperú. Los días 23, 24 y 25 de julio de 2018 se llevaron a cabo las audiencias únicas. El 24 de agosto de 2018, las partes presentaron sus alegatos finales. El 20 de agosto de 2019, se recibió el laudo arbitral final en virtud del cual el tribunal en mayoría declaró: (i) fundada la primera pretensión principal de Electroperú, ordenando a Enel Generación Perú pagar a Electroperú la suma de US\$ 41.289.000,00 más intereses legales; (ii) fundada la segunda pretensión principal de Electroperú, ordenando a Enel Generación Perú pagar a Electroperú la suma de PEN 49.228,76 más intereses legales; (iii) infundada

la reconvenición de Enel Generación Perú; y (iv) que Enel Generación Perú debe asumir íntegramente las costas del proceso, debiendo reembolsar a Electroperú la suma aproximada de US\$ 589.000,00. El 11 de setiembre de 2019, Enel Generación Perú presentó al tribunal arbitral un recurso solicitando (i) la exclusión del laudo de las pretensiones de Electroperú no contenidas en su demanda arbitral y (ii) la interpretación del laudo para subsanar vicios de motivación y valoración de las pruebas. Con fecha 9 de octubre de 2019, el tribunal arbitral emitió su decisión sobre el mencionado recurso rechazándolo íntegramente. Con fecha 6 de noviembre de 2019, Enel Generación Perú interpuso un recurso de anulación del laudo arbitral ante el Poder Judicial. Con fecha 22 de setiembre de 2020, Enel Generación Perú fue notificada con la resolución judicial mediante la cual se ha admitido a trámite el referido recurso de anulación. Mediante Resolución N° 7 de fecha 25 de enero de 2021 la Corte Superior de Justicia de Lima da por apersonada a Electroperú y dispone la suspensión de los efectos del laudo arbitral, aceptando las nuevas cartas fianzas presentadas por Enel Generación Perú. Mediante Resolución N° 8 de fecha 25 de enero de 2021 la Corte Superior de Justicia de Lima tiene por absuelto el traslado del recurso de anulación efectuado por Electroperú, por ofrecidos los medios probatorios y fija la vista de la causa para el 15 de marzo de 2021, fecha en la que ésta se llevó a cabo, con lo cual el expediente ha quedado al voto, la vista de la causa. Por otro lado, con fecha 1 de septiembre de 2020 Enel Generación Perú fue notificada con una resolución judicial que (i) admite a trámite una demanda de ejecución del referido laudo arbitral interpuesta por Electroperú y (ii) ordena a Enel Generación Perú cumplir con la obligación de pago contenida en el laudo. Con fecha 7 de septiembre de 2020, Enel Generación Perú presentó un escrito de oposición al referido mandato de ejecución del laudo arbitral. Con fecha 24 de febrero de 2021, Enel Generación Perú presentó un escrito informando de la suspensión de los efectos del laudo en el proceso de anulación, señalando que, por lo tanto, no corresponde continuar con la ejecución del laudo. Al 31 de marzo de 2021 el juzgado no se ha pronunciado.

Brasil:

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

12. El Ministerio Público ha presentado una Acción Civil Pública en contra Enel Distribución Ceará, Enel Generación Fortaleza y ANEEL afirmando que: a) el contrato de compraventa de energía eléctrica [PPA] suscrito entre Enel Distribución Ceará y Enel Generación Fortaleza (empresas del mismo grupo económico) es ilegal, el precio de la energía contratada sería muy elevado, con excesivo coste en la tarifa de los consumidores finales, b) la revisión tarifaria hecha conducida por ANEEL desde 2002 es equivocada, pues ha considerados datos imprecisos en el proceso. Se requiere la exclusión de estos componentes de la tarifa y la devolución de los valores indebidamente cobrados por la concesionaria. La legalidad del PPA fue confirmada en primera y segunda instancia, pero el proceso de revisión arancelario fue considerado equivocado en estas instancias. Enel Distribución Ceará ha presentado un recurso especial al Superior Tribunal de Justicia que fue sumariamente rechazado (el 08 de diciembre de 2020). Enel Distribución Ceará opuso embargos de aclaración en contra la decisión a la fecha sin resolución. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.
13. El Ministerio Público del Trabajo ha presentado una Acción Civil Pública en contra Enel afirmando que la compañía estaría contratando a terceros para la ejecución de servicios finales (“Tercerización”), lo que sería contrario a la legislación brasileña (Enunciado 331 del TST), que solamente permitiría la ejecución de servicios no esenciales por terceros. El Tribunal Superior del Trabajo dictó fallo declarando ilegal la Tercerización. Actualmente, un recurso presentado por Enel Distribución Ceará está pendiente de juicio por la Sección de la Negociación Colectiva (instancia revisora en Tribunal Superior del Trabajo). Enel presentó

una reclamación al Supremo Tribunal Federal - STF en razón de irregularidades procesales (cláusula de reserva plenaria - Constitución Federal), que fue acogida definitivamente por el tribunal. STF ha anulado la decisión que prohibía la tercerización de actividades por Coelce (Enel Distribuição Ceará) y la demanda volverá al Tribunal Superior del Trabajo para el juzgamiento del recurso de Enel por el plenario del tribunal. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

14. 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 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.

-Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia.

-Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce. El Tribunal de Justicia [TJCE] en segunda instancia dictó decisión favorable a Enel rechazando el pedido de revisión del alquiler. En contra esta decisión, COPERVA ha presentado un recurso especial al STJ. El 05/11/18, STJ dictó un fallo por el recurso especial presentado por COPERVA y anuló la decisión de los embargos de aclaración presentados por COPERVA. En resumen, el juez ponente afirmó que la decisión del TJCE no ha aclarado satisfactoriamente los hechos presentados en los embargos de aclaración de COPERVA y determinó un nuevo juicio de este recurso. En contra esta decisión, el 3 de diciembre de 2018, Enel ha presentado un recurso al propio STJ para que decida sobre la cuestión, a la fecha sin juicio. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado en las dos demandas era de MUS\$ 60.077 (MBRL 346,73).

-Cooperativa de Energia, Telefonía e Desenvolvimento Rural – COERCE x Companhia Energética do Ceará – Coelce. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 36,038 (MMBRL 194,9).

-Cooperativa de Energia, Telefonía e Desenvolvimento Rural – COPERCA x Companhia Energética do Ceará – Coelce. El 13 de junio de 2019, el juez dictó decisión determinando el traslado de la demanda a la Justicia Federal, considerándose el interés de ANEEL en la demanda, lo que ocurrió el 28 de noviembre de 2019. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 31.304 (MMBRL 180,67).

15. Fiação Nordeste do Brasil S/A – FINOBRASA (sucedida por Vicunha) ha presentado una demanda en contra Enel afirmando que el reajuste de las tarifas de energía eléctrica hecho por medio de las Portarías N° 38 y 45 (DNAEE) en febrero de 1986 son ilegales. Se requiere la declaración de ilegalidad del reajuste y que sus efectos sean reflejados en todos los reajustes posteriores y la devolución de los montos cobrados indebidamente. El Tribunal de Justicia (segunda instancia) dictó decisión declarando ilegal el reajuste hecho en 1986, pero ha rechazado el reflejo en los demás reajustes (efecto cascada). Actualmente un recurso presentado por FINOBRASA está pendiente de juicio por el Superior Tribunal de Justicia (tercera instancia). El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 22.545 (130,12 MMBRL).

16. Enel Distribuição 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. La regla señala que el porcentaje que representen los ingresos gravados por ICMS sobre el total de ingresos (gravados por ICMS y no gravados con ICMS) es deducible. Enel Distribuição Ceará S.A. considera, a efectos de su inclusión en el denominador de la prorrata, que el ingreso no gravado resulta de la aplicación del precio de venta final de la energía (una vez descontado el subsidio) y la Administración sostiene que el ingreso no gravado es el precio de la tarifa normal (sin descontar el subsidio para consumidores de bajos ingresos del estado de Ceará). Por la diferencia

de interpretación de la legislación, Enel Distribución Ceará registra 10 demandas correspondientes al periodo 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 MMBRL 244 (MUS\$ 42.277).

17. El Estado de Ceará levantó actas contra Enel Distribución Ceará por los periodos correspondientes al 2003 y del 2004 al 2014, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS gravado a la adquisición de activos fijos. Enel Distribución Ceará presentó sus defensas en todos los procesos administrativos y aguarda fallos definitivos. La cuantía total de este litigio se estima en MMBRL 206 (MUS\$ 35.693).

Enel Distribución Goiás (ex CELG Distribuição)

18. Municipalidades han presentado demandas en contra Enel afirmando que un acuerdo hecho entre Enel, estado de Goiás y una Asociación de Municipalidades [AGM] que preveía el repase directo a Enel de montos debidos a los municipios por estado de Goiás es ilegal. Los montos repasados fueron utilizados para el pago de facturas de energía eléctrica en retraso. Enel afirma que, a pesar de la potencial ilegalidad del convenio, los montos eran efectivamente debidos y no sería posible su devolución a los municipios. El Tribunal de Justicia de Goiás está dividido y todavía no hay un entendimiento unísono, lo que será dictado solamente en la tercera instancia (Superior Tribunal Justicia).

-Municipio de Aparecida de Goiânia x CELG Distribuição S.A. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MMUS\$ 112,29 (MMBRL 648,1).

-Municipio de Quirinópolis x CELG Distribuição S.A. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MMUS\$ 60,02 (MMBRL 346,4).

-Municipio de Anápolis x CELG Distribuição S.A. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MMUS\$ 57,47 (MMBRL 331,7).

-Municipio de Bela Vista de Goiás x CELG Distribuição S.A. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MMUS\$ 18,76 (MMBRL 108,3).

-Municipio de Caiapônia x CELG Distribuição S.A. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MMUS\$ 20,05 (MMBRL 115,7).

-Municipio de Cezarina x CELG Distribuição S.A. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MMUS\$ 25,18 (MMBRL 145,3).

19. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás S.A. presentaron una orden de seguridad (writ of mandamus) en contra de la autoridad del Estado de Goiás para que el procedimiento de restitución de los montos que Enel Distribución Goiás pague en relación con las demandas garantizadas por las leyes n.º 17.555 (reembolso por FUNAC) y 19.473 (reembolso por Créditos Fiscales de ICMS - IVA) continúe operando normalmente. El juez rechazó el pedido cautelar. Enel Brasil y Enel Distribución Goiás S.A. presentaron un recurso en contra de la decisión, lo cual fue acogido por el Tribunal de Justicia del Estado de Goiás, determinándose la suspensión de los efectos de la nueva ley y la vigencia integral de las leyes N.º 17.555 (FUNAC) y 19.473 (Créditos Fiscales). Esa decisión cautelar fue posteriormente revocada por el Tribunal, pues no se reconoció la urgencia que justifica la medida cautelar. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás S.A. han presentado un recurso en contra de la decisión, argumentando que el derecho a la garantía es legal y contractual, siendo claramente ilegales las acciones del estado de Goiás con el objetivo de suspender la aplicación integral de las leyes. No hay decisión de primera instancia. La cuantía de este juicio es indeterminada.

20. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás S.A presentaron una acción ordinaria en contra el Estado de Goiás para que la ley N.º 20.468 y todos sus reflejos sean suspendidos. En resumen, la ley N.º 20.468 ha revocado

integralmente la ley N.º 19.473 (Créditos Fiscales), que otorga el derecho a Enel Distribución Goiás, como alternativa al pago en efectivo, de compensación de pagos que la compañía efectúe por litigios cuyos hechos generadores provengan desde antes de 2015 por medio de créditos fiscales de ICMS (IVA). El juez rechazó el pedido cautelar. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás S.A. han presentado un recurso en contra de la decisión, argumentando que la revocación de la ley N.º 19.473 (Créditos Fiscales) es inconstitucional, toda vez que el incentivo fiscal previsto en esta Ley fue establecido en plena conformidad con la legislación aplicable, caracterizándose como derecho adquirido, lo que es inviolable de acuerdo con el inciso XXXVI de la Constitución Federal de Brasil.

Además de caracterizado el derecho adquirido, el artículo 178 del Código Tributario de Brasil establece la imposibilidad de revocación de un incentivo fiscal otorgado por condiciones ciertas, entendimiento confirmado por manifestación reiterada del Supremo Tribunal Federal (Súmula STF 544). No hay decisión de primera instancia. La cuantía de este juicio es indeterminada.

21. El Ministerio Público del Trabajo ("MPT") ha presentado una Acción Civil Pública en contra Enel afirmando que la compañía estaría contratando a terceros para la ejecución de servicios finales ("Tercerización"), lo que sería contrario a la legislación brasileña (Enunciado 331 del Tribunal Superior del Trabajo ("TST")). En la prima instancia, el juez de trabajo declaró la subcontratación legal. Tribunal Regional de Trabajo ("TRT"), aceptando la apelación presentada por MPT, cambió la decisión de primera instancia y ha declarado ilegal la subcontratación. Enel ha presentado un recurso al TST, que mantuvo la decisión del TRT. La decisión fue suspendida por el Tribunal Supremo Federal ("STF") hasta el juicio de la demanda constitucional que está discutiendo el asunto en la Suprema Corte. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.
22. Demanda presentada por el Sindicato que representa a 1.715 empleados y cuestiona la naturaleza jurídica de la "ayuda alimentaria". La discusión legal es sobre la inclusión de este beneficio en la remuneración de los empleados que la recibieran antes de la adhesión de la Compañía al PAT (Programa de Alimentos para Trabajadores), en 2008. Se dictó una sentencia condenándose a la Compañía al pago de la diferencia (integración de la ayuda alimentaria a remuneración de los empleados anteriores al 7 de mayo de 2008). La apelación de Enel fue rechazada por Tribunal Regional del Trabajo de la 18ª Región (Goiás). Enel ha presentado recurso al Tribunal Superior del Trabajo, que fue preliminarmente rechazado. Enel ha presentado embargos de aclaración en contra de la decisión, que ha sido rechazado por el tribunal y la decisión quedó firme. Enel presentará una acción rescisoria (ação rescisória) para anular la decisión del tribunal en los próximos días. En paralelo, el Sindicato ha empezado la ejecución de la decisión. El 31 de marzo de 2021, el monto (estimado) involucrado en la demanda era de MUS\$ 40.579 (MBRL 234,2).
23. Enel Distribución Goiás ("CELG"), fue fiscalizada por las autoridades tributarias brasileñas debido a su postura sobre la exclusión de los montos de ICMS de la base de Contribuciones Sociales (PIS/COFINS). La Compañía excluyó el ICMS antes de pronunciarse un fallo definitivo y, en consecuencia, la Administración Tributaria brasileña emitió 4 Actas en contra de CELG, argumentando que la exclusión no estaba permitida. En la jurisprudencia sobre el tema, la Suprema Corte reconoció que el ICMS no debe ser parte de la base imponible del PIS y de la COFINS. Esta demanda aún tiene pendiente un pronunciamiento sobre el recurso presentado por la Hacienda Pública. En el caso específico de Enel Distribución Goiás, aguardase decisión final en la acción judicial para declaración del derecho de Enel Goiás no incluir el ICMS en la base de las Contribuciones Sociales. Decisión firme y definitiva en acción anulatoria para la anulación de dos actas cobrados en ejecución fiscal. La hacienda pública anuló una gran parte del, que pasó de BRL\$398.447 para BRL\$12.799 y la Compañía seguirá discutiendo el valor remanente en el Judiciario. Las demás actas permanecen

suspendidas. La cuantía total involucrada en todos estos casos (ya considerando la reducción) es de MMBRL 236 (MUS\$ 40.891).

24. 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.

Nuestras filiales en Brasil que fueron afectadas por la resolución del STF, presentaron acciones judiciales en este sentido, en los respectivos Tribunales Regionales Federales. Durante el presente año, se notificó a Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará 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 dic-2003 en adelante para Enel Distribución Sao Paulo, y mayo-2001 en adelante para Enel Distribución Ceará).

Considerando diversos análisis internos y de asesores legales, como así también las mejores estimaciones disponibles, Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará reconocieron activos por MUS\$ 1.340.441 (BRL7.736.355.232) y MUS\$ 268.815 (BRL1.551.465.773), respectivamente, valores a junio 2020. 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).

Están pendientes de resolución las acciones judiciales presentadas por nuestras filiales Enel Rio y Enel Goias, a la espera de la sentencia definitiva de los Tribunales Regionales respectivos.

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

Enel Distribución Río (ex Ampla Energia e Serviços)

25. CIBRAN ha presentado una demanda en contra de Enel requiriendo indemnización por fallas en el suministro de energía en los años de 1987 a 1994. La justicia ha rechazado otra demanda presentada por CIBRAN por fallos semejantes ocurridas entre 1995 y 1999.

- Companhia Brasileira de Antibióticos – CIBRAN x Ampla Energia e Serviços S.A. El juez (primera instancia) dictó decisión a favor de CIBRAN, contra la cual Enel ha presentado una apelación. El 06 de noviembre de

2019, el Tribunal de Justicia del Estado de Río de Janeiro dictó un fallo acogiendo la apelación de Enel y rechazando todos los pedidos de CIBRAN. CIBRAN opuso embargos de aclaración, a la fecha sin resolución. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 107.001 (MMBRL 617,6).

26. Indústria de Papel e Embalagens S.A. – CIBRAPEL ha presentado una demanda requiriendo indemnización en contra de Enel en razón de fallas y problemas con el suministro de energía. Se dictó decisión firme en contra de Enel. El peritaje definió la indemnización en BRL 21,5 millones (a ser actualizado), pero el monto ha sido impugnado por Enel, recurso no juzgado a la fecha. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 45.446 (MMBRL 262,3).
27. 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 demanda fue juzgada en contra de Enel en todas las instancias precedentes y quedó firme. Actualmente, una acción rescisoria presentada por Enel está pendiente de juzgamiento en el Tribunal Superior del Trabajo. En paralelo, 701 exempleados empezaron con 452 demandas para la ejecución en contra de Enel. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 22.169 (MMBRL 127,9).
28. Ejecución fiscal contra Enel Distribución Río originada de un Acta de infracción presentada por la Administración Tributaria brasileña en 2003 para cobrar adeudos de COFINS a raíz de supuestos pagos insuficientes correspondientes al periodo de diciembre de 2001 hasta marzo de 2002. Tras fallos desfavorables de primera y segunda instancias de la Corte, Enel Distribución Río presentó una apelación extraordinaria ante el Supremo Tribunal Federal (STF) y obtuvo decisión desfavorable. Enel Distribución Río presento nuevo recurso al propio STF que aguarda fallo. La cuantía asciende a MMBRL 170 (MUS\$ 29.455).
29. En 2005, la Administración Tributaria brasileña notificó a Enel Distribución Río 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 remetidos al exterior en razón de las Fixed Rate Notes (FRN) emitidos por la Compañía en 1998. Enel Distribución Río ha seguido insistiendo en su defensa en la corte de justicia de primera instancia. La cuantía total de este litigio se estima en MMBRL 1.309 (MUS\$ 226.804).
30. El Estado de Río de Janeiro (el “Estado”) levantó actas en contra de Enel Distribución Río 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, 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 en MMBRL 129 (MUS\$ 22.351).

Enel Distribución Sao Paulo (Eletropaulo)

31. Eletropaulo ha presentado una acción anulatoria de la decisión administrativa de ANEEL [en procedimiento administrativo N° 48500-006159/2012-75], que determinó la exclusión retroactiva de las tarifas practicadas por Eletropaulo antes de la fecha de su tercera revisión periódica, con restitución de valores asociados a la red posiblemente inexistente y rechazó el pedido subsidiario (hecho por Eletropaulo) para la inclusión otros activos (red) de servicio existentes en la base de remuneración, pero inexistente en la base de remuneración de la compañía. No hay una decisión de primera instancia y la demanda está en su fase inicial. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 212.569 (MMBRL 1.226,8).
32. Sindicato de los Trabajadores en las Industrias de Energía Eléctrica de São Paulo ha presentado 5 acciones colectivas requiriendo el pago de adicional de peligrosidad para todos los empleados (excepto cargos de gestión) de Eletropaulo, ubicados en la oficina de Barueri hasta la desactivación del moto -generador que estaba en el ático – por encima del piso 14° y por debajo del Helipuerto, (periodo de Febrero de 2012 a Febrero de 2016, momento de la desactivación del moto generador y su instalación en la parte externa del edificio). El 11 de julio de 2019 se dictó decisión favorable a Enel. El sindicato ha presentado apelación al tribunal que ha sido rechazada el 13 de agosto de 2020. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 24.436 (MMBRL 141,03).
33. Ministerio Público Federal [MPF] ha presentado una acción civil pública en contra Eletropaulo y ANEEL con el objetivo de impedir el traspaso a la tarifa de los consumidores de los montos contratados con partes relacionadas y la devolución en doble a los montos ya cobrados. El juez dictó decisión favorable a Eletropaulo, rechazando los requerimientos, pero el Tribunal Regional Federal [TRF] ha aceptado la apelación del MPF y anuló la sentencia. Actualmente, un recurso de Eletropaulo contra la decisión de TRF está pendiente de juicio en el Superior Tribunal de Justicia. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.
34. El Ministerio Público del Trabajo ha presentado una Acción Civil Pública en contra de Eletropaulo afirmando que la compañía estaría contratando a terceros para la ejecución de servicios finales (“Tercerización”), lo que sería en contrario a la legislación brasileña (Enunciado 331 del TST), que solamente permitiría la ejecución de los servicios no esenciales por terceros. El 5 de abril de 2019, el juez dictó sentencia en la cual rechazó (i) el pedido de declaración de existencia de fraude a la tercerización y (ii) vinculación de los empleados de los proveedores con Eletropaulo, sin embargo, la sentencia ha condenado a Eletropaulo (iii) al pago de indemnización por daños morales colectivos en un monto de MMBRL 5 (MUS\$ 866,3), (iv) la equiparación de remuneración entre los empleados propios y de los proveedores con una sanción de MMBRL 1 caso de incumplimiento. Eletropaulo ha presentado un recurso en contra de la sentencia al Tribunal Regional del Trabajo (TRT). El 11/02/21 TRT ha aceptado en recurso y rechazado todas las reclamaciones. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.
35. 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. La demanda fue presentada por la compañía en septiembre 1999. En abril de 2018, contra la decisión parcialmente favorable de Segunda Instancia, la Compañía presentó apelaciones ante los Tribunales Superiores (STF y STJ) que actualmente aguardan fallo. Del monto total involucrado MMBRL 810 (MUS\$140.345); MMBRL 162 (MUS\$28.069) corresponde a honorarios de abogados (20%) cobrados por la Autoridad Tributaria Federal.

El saldo MMBRL 648 está relacionado con el capital (impuesto) pagado con los beneficios de amnistía y la posibilidad de pérdida con respecto a esta porción es remota. Cuantía del litigio: MMBRL 162 (MUS\$ 28.069).

36. 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. Tras decisiones desfavorables de primera y segunda instancia, Enel Distribución Sao Paulo presentó recursos ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) y ante el Supremo Tribunal Federal (STF). Los montos sujetos a disputa han sido cubiertos por una garantía bancaria. Sobre esto último, mientras se espera conocer el resultado de dicho procedimiento, la Fiscalía General del Departamento del Tesoro Nacional de Brasil ha formulado una solicitud para que se sustituya la carta de garantía bancaria con una presentación judicial. Esta solicitud fue rechazada y la Fiscalía General apeló. En junio de 2019, el Tribunal de segunda instancia confirmó el recurso de la Fiscalía General. Ante esto, la Compañía efectuó un depósito judicial del monto involucrado y, en contra de la decisión, presentó embargos de aclaración que aguardan fallo. Cuantía del litigio: MMBRL 243 (MUS\$ 42.103).
37. De acuerdo con una decisión definitiva emitida en un juicio, se reconoció el derecho de Enel Distribución Sao Paulo de compensar los créditos por los FINSOCIAL (contribución social establecida en marzo 1992 antes del COFINS) relacionados con montos pagados desde septiembre de 1989 hasta marzo de 1992. A pesar de eso, debido a diferencias en el cálculo de los créditos indicado por la Autoridad Fiscal Federal, parte de las compensaciones requeridas por la Compañía no fueron aceptadas y las deudas fueron requeridas por la autoridad fiscal. Tras un fallo desfavorable en primera instancia, la Compañía presentó un recurso de apelación, el cual está pendiente ante el Tribunal Administrativo de segunda instancia. Cuantía del litigio: MMBRL 225 (MUS\$ 38.985).
38. 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. Una vez que se dictó fallo desfavorable en el procedimiento administrativo, en octubre de 2017, la discusión fue llevada a los Tribunales de Justicia. En junio de 2019, se dictó fallo favorable en primera instancia para determinar la realización de nuevo fallo del recurso de la Compañía en el Tribunal administrativo. En contra de esta decisión, la Fiscalía General apeló. Cuantía del litigio: MMBRL 173 (MUS\$ 29.975).
39. 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), que a la vez fueron compensados con otros impuestos federales con vencimiento en abril y mayo del 2013. En septiembre de 2014, la Compañía presentó sus descargos. En enero de 2019, tras un fallo parcialmente favorable en primera instancia, la Compañía presentó un recurso, el cual está pendiente ante el Tribunal Administrativo de segunda instancia administrativa. Cuantía del litigio: MMBRL 158 (MUS\$ 27.376).
40. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, en la que solicita el reconocimiento del derecho de compensar los créditos impositivos totales resultantes de la división de Enel Distribución Sao Paulo con la Contribución Social a la Utilidad Líquida (CSLL). Se dictaron fallos favorables en primera y segunda

instancias. En mayo de 2017, la Autoridad Tributaria presentó un recurso especial ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) que aguarda fallo. Cuantía del litigio: MMBRL 153 (MUS\$ 26.510).

41. 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). En mayo de 2012, se dictó fallo definitivo a favor de la compañía, que reconocía el derecho a los créditos. Sin embargo, se dictaron actas de cobro de impuestos contra Enel Distribución Sao Paulo por parte de las autoridades fiscales federales, puesto que las compensaciones fueron rechazadas por haberse efectuado antes del término de la acción judicial y con adeudos de otros tributos federales ajenos al PIS. La Compañía sostiene que las compensaciones se efectuaron conforme al fallo favorable y que el procedimiento adoptado fue el correcto. Tras decisiones desfavorables en primera instancia judicial, la compañía presentó apelaciones ante el Tribunal de segunda instancia. La cuantía involucrada es de MMBRL 657 (MUS\$ 113.835).
42. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo en contra de las 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. En julio de 2018, el Tribunal de Primera Instancia emitió un fallo parcialmente favorable a la Compañía, que limitó los intereses cobrados por la autoridad fiscal a los correspondientes a la tasa preferencial de Brasil ("SELIC"). En contra de este fallo, ambas partes presentaron apelaciones. En julio de 2019, decisión parcialmente favorable a la Compañía, confirmando la decisión de primera instancia. Considerando el reconocimiento de la necesidad de presentación de pruebas por el Tribunal de São Paulo, la Compañía entendió más apropiado desistir de la discusión en este litigio (que por su naturaleza no permite la fase procesal de pruebas) y proponer una nueva acción judicial. La cuantía del litigio: MMBRL 138 (MUS\$ 23.911).
43. 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. En 2019 la Autoridad Tributaria del Estado de São Paulo emitió nueva acta La Compañía presentó sus descargos en todos los procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. Fue presentada defensa a la primera instancia administrativa que aguarda fallo. Cuantía del litigio: MMBRL 128 (MU\$ 22.178).
44. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo contra el Decreto Federal N° 8,426 / 2015, que restableció el gravamen de PIS / PASEP y COFINS sobre los ingresos financieros obtenidos por las empresas sujetas al régimen no acumulativo PIS / PASEP y COFINS, a una tasa del 4,65%, desde el 1 de julio de 2015. El estado del litigio es que se obtuvo decisiones desfavorables en primera instancia (noviembre de 2015) y en segunda instancia en sede judicial (agosto de 2017). En diciembre 2017, la Compañía presentó apelaciones ante los Tribunales Superiores (STJ y STF) que actualmente aguardan fallo. Cuantía del litigio: MMBRL 137 (MUS\$ 23.737).

45. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, reclamando el derecho a no considerar, en sus bases de cálculo del Impuesto a la Renta de las Persona Jurídicas (IRPJ) y la Contribución Social sobre la Utilidad Líquida (CSLL), los montos relacionados con intereses derivados de la demora en cumplir obligaciones contractuales por parte de terceros que mantienen relaciones contractuales de cualquier tipo con la Compañía (intereses como valuación anticipada de perjuicios). En marzo de 2012, el Juzgado de primera instancia emitió una decisión favorable a Enel Distribución Sao Paulo. Contra esta decisión, la Autoridad Fiscal Federal presentó una apelación y se espera el fallo de la apelación. Desde que se emitió la decisión del Tribunal de Primera Instancia, la Compañía no ha pagado los impuestos en disputa al Gobierno Federal. Cuantía del litigio: MMBRL 71 (MUS\$ 12.302).
46. Demandas presentadas por Enel Distribución Sao Paulo contra las actas fiscales emitidas por la autoridad tributaria del Estado de São Paulo que cobran el pago de ICMS debido a presuntas irregularidades en las operaciones de reversión de la deuda. La compañía ha controvertido judicialmente cinco actas fiscales que aguardan decisiones finales. Cuantía del litigio: MMBRL 139 (MUS\$ 24.084).
47. 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 2015, derivada de la desconsideración de créditos asignados en la adquisición de bienes y servicios. La Compañía presentó sus descargos en los dos procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. Cuantía del litigio: MMBRL 83 (MUS\$ 14.381).

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 x Enel Cien S.A. La demanda fue juzgada en favor de Enel y la decisión quedó firme.
 - Tractebel Energia S.A. x Enel CIEN S.A. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia, actualmente la demanda está en la fase de producción de pruebas (peritaje). El 31 de marzo de 2021, el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 98.318 (MMBRL 567,44).

Enel Generación Fortaleza (ex Central Geradora Termoeléctrica Fortaleza S.A. o "CGTF")

49. En febrero de 2007, la Administración Tributaria de Brasil levantó un acta contra Enel Generación Fortaleza por adeudos de PIS/COFINS correspondientes a los periodos de diciembre de 2003 y de febrero de 2004 a noviembre de 2004, en relación a supuestas diferencias que se habrían producido entre los importes declarados en la declaración anual (donde se informaron los importes de PIS/COFINS bajo el régimen no acumulativo) y los importes declarados en la declaración mensual (donde se informaron los importes debidos bajo el régimen acumulativo). Tras decisión de la Tercera Instancia Administrativa en contra de CGTF, la Compañía presentó recurso de aclaración y la decisión fue desfavorable. En la acción judicial de cobro, Enel Generación Fortaleza presentó garantía y fue aceptada. La compañía presentó su defensa en el plazo legal. La cuantía total de este litigio se estima en MMBRL 94 (MUS\$ 16.287).

Enel Brasil S.A.

50. 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 decisiones desfavorables de primera y segunda instancias, la compañía presentó una apelación al tercer nivel administrativo (órgano especial) y la decisión fue desfavorable, Enel Brasil recurrió al Poder Judicial y la decisión provisional fue desfavorable. La compañía presentó recurso a la segunda instancia pero fue desfavorable. La compañía presentó garantía en la acción judicial de cobro y aguarda intimación para presentar su defensa. La cuantía total de este litigio se estima en MMBRL 355 (MUS\$ 61.509).

En relación a los litigios anteriormente descritos, el Grupo ha constituido provisiones por MUS\$ 146.393 al 31 de marzo de 2021 (ver Nota 23). 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.

33.4 Restricciones financieras.

Diversos contratos de deuda de la sociedad, así como el de algunas de sus subsidiarias, 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 deben cumplirse para evitar el aceleramiento de la dicha deuda.

Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enel Américas contienen cláusulas de cross default. En el crédito bancario de Enel Américas bajo ley del Estado de Nueva York, suscrito en febrero 2021 y que expira en febrero de 2024, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de Enel Américas a nivel individual. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda en este crédito debido al cross default originado en otras deudas, el monto en mora debe exceder los US\$150 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de períodos de gracia (si existieran en el contrato en incumplimiento), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 66,67% del monto adeudado o comprometido. Al 31 de marzo de 2021, el monto adeudado por este crédito totaliza MUS\$112.341.

En el contrato de crédito revolving de Enel Américas bajo la ley del Estado de Nueva York, suscrito en mayo 2020 y que expira en mayo 2021, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de Enel Américas a nivel individual. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda en este crédito debido al cross default originado en otras deudas, el monto en mora de una deuda individual debe exceder los US\$150 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de períodos de gracia (si existieran en el contrato en incumplimiento), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 50% del monto adeudado o comprometido. Al 31 de marzo de 2021, el monto adeudado por este crédito totaliza MUS\$150.184.

Una parte sustancial de los bonos de Enel Américas registrados ante la Securities and Exchange Commission (“SEC”) de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados “Yankee Bonds”, incorporan cláusulas de cross default por no pago. En el caso de los Yankee Bonds emitidos en 2016 y con vencimiento en octubre 2026, el cross default podría desencadenarse por otra deuda de Enel Américas a nivel individual, o de alguna “*Significant Subsidiary*” (según se define contractualmente), por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$ 150 millones, o su equivalente en otras monedas. Al 31 de marzo de 2021, el monto adeudado por este bono totaliza MUS\$598.138

Adicionalmente, en los Yankee Bond emitidos en 1996, con vencimiento en diciembre 2026, el cross default podría desencadenarse solo por otra deuda de Enel Américas a nivel individual, por lo que eventos de quiebra o insolvencia de subsidiarias en el extranjero no desencadenarían el cross default. Para esto, se necesita un monto en mora con un principal, de la deuda que da origen al cross default, que exceda los US\$ 30 millones, o su equivalente en otras monedas. Al 31 de marzo de 2021, el monto adeudado por concepto de este Yankee Bond totaliza MUS\$877. En ambos casos, el aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds.

Los bonos de Enel Américas emitidos en Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del propio Emisor, en los casos en que el monto en mora exceda un 3% del Total de Activos Consolidados, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas. A su vez el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie. Al 31 de marzo de 2021, el monto adeudado por concepto de bonos locales totaliza MUS\$10.841.

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.

El bono local Serie B2 de Enel Américas incluye los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en el respectivo contrato:

- Patrimonio Total Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de Ch\$718.262 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de marzo de 2021, el Patrimonio Total de Enel Américas fue Ch\$6.845.281 millones (utilizando el tipo de cambio del dólar observado).
- Razón de Endeudamiento: Se debe mantener una Razón de Endeudamiento, definida como la razón entre Pasivo Exigible y Patrimonio Neto menor o igual a 2,24. El Pasivo Exigible es la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, mientras que el Patrimonio Neto es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de marzo de 2021, la Razón de Endeudamiento fue de 1,66.
- Activos Susceptibles de Constituirse en Garantía: Se debe mantener activos susceptibles de constituirse en garantía respecto a Pasivos Exigibles No Garantizados en una razón mayor o igual a 1. El Total de Activos Libres es la diferencia entre el Total de Activos Depurados o Libres y el Total de Activos Grabados. Para el Total de Activos Depurados o Libres se considera el Total de Activos menos la suma de Efectivo en caja, Saldos en bancos, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Pagos anticipados, corrientes, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes, y Activos intangibles identificables, bruto, mientras que el Total de Activos Grabados corresponde a los activos comprometidos a través de garantías directas. Por otro lado, los Pasivos Exigibles No Garantizados corresponden a la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, descontando los Pasivos Garantizados a través de garantías directas e indirectas. Al 31 de marzo de 2021, la relación mencionada fue de 1,12.

Por su parte, los “Yankee Bonds” o cualquier otra deuda de Enel Américas a nivel individual, no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Al 31 de marzo de 2021, el covenant financiero más restrictivo de Enel Américas era la Razón de Activos susceptibles de constituirse en garantía correspondiente al bono local Serie B2.

En Perú, la deuda de Enel Distribución Perú incluye el siguiente covenant:

- Bonos locales del cuarto programa, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2021 ascendió a MUS\$62.037 y cuyo último vencimiento es en enero de 2033, incluyen el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Total de Pasivos menos Pasivos Diferidos y Caja sobre Patrimonio.

Por su parte, la deuda de Enel Generación Perú incluye los siguientes covenants:

- Bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2021 ascendió a MUS\$16.829 y cuyo último vencimiento es en enero 2028, incluyen el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Deuda Financiera menos caja sobre Patrimonio Neto.

En Brasil, la deuda de Enel Distribución Río incluye los siguientes covenants:

- Décima emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2021 ascendió a MUS\$173.313 y cuyo vencimiento es en marzo de 2024, incluyen los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA.
- Préstamo del Banco Nacional De Desenvolvimento (“BNDES”), cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2021 ascendió a MUS\$3.104 y cuyo vencimiento es en mayo de 2023, incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA y la Razón Deuda Financiera Neta sobre la suma de Deuda Financiera Neta y Patrimonio Líquido.
- Préstamos bancarios con Itaú, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2021 ascendieron a MUS\$76.275 y cuyo último vencimiento es en julio de 2021, incluyen los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA y el de Itaú incluye la Razón de endeudamiento, calculado como Deuda Financiera Neta sobre la suma de la Deuda Financiera Neta y Patrimonio Líquido.
- Al 31 de marzo de 2021, el covenant financiero más restrictivo de Enel Distribución Río era la Razón de Endeudamiento, contenido en los préstamos con el banco Itaú y los bonos locales.

Adicionalmente en Brasil, la deuda de Enel Distribución Ceará incluye los siguientes covenants:

- Préstamos con Eletrobrás, cuyos saldos pendientes de pago al 31 de marzo de 2021 ascendieron a MUS\$1.200 y cuyo último vencimiento es en octubre de 2023, incluyen el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta Total sobre EBITDA.
- Préstamo con BNDES, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2021 ascendió a MUS\$1.610 y cuyo último vencimiento es en junio de 2023, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta Total sobre EBITDA Societaria, y Razón de Endeudamiento, calculada como Deuda Neta Total sobre la suma de la Deuda Neta Total y Patrimonio Líquido.

- Quinta emisión, Sexta emisión, Séptima emisión de bonos locales y los préstamos con Scotiabank, cuyos saldos pendientes de pago al 31 de marzo de 2021 ascendieron a MUS\$377.003 y cuyo último vencimiento es en junio de 2025, incluyen el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta Total sobre EBITDA.

Al 31 de marzo de 2021, el covenant más restrictivo de Enel Distribución Ceará era la Razón Deuda Neta Total sobre EBITDA correspondiente al préstamo con Eletrobrás. El covenant, con un límite inferior contractual de 3,00, se encontraba en incumplimiento, llegando a un nivel de 3,32 veces. Sin embargo, no implica un default del contrato de deuda, y el contrato no contiene cláusulas de cross default.

Adicionalmente en Brasil, la deuda de Enel Distribución Sao Paulo incluye los siguientes covenants:

- 23ra & 24va emisión de bonos locales y préstamos con BNP cuyos saldos pendientes de pago al 31 de marzo de 2021 ascendieron a MUS\$771.317 y cuyo último vencimiento es en mayo de 2026, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta Total sobre EBITDA.
- Al 31 de marzo de 2021, el covenant más restrictivo de Enel Distribución Sao Paulo era la Razón Deuda/EBITDA de la 23ra emisión de bonos locales.

Finalmente, en Brasil la deuda de Enel Green Power Volta Grande incluye el siguiente covenant:

- 1ra emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2021 ascendió a MUS\$134.589 y cuyo último vencimiento es en octubre de 2029, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta Total sobre EBITDA.

En Colombia, la deuda de Codensa S.A. ("Codensa"), incluye el siguiente covenant:

- Préstamo bancario con el MUFG Bank, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2021 ascendió a MUS\$112.732 y cuyo vencimiento es en abril de 2021, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculada como Deuda Neta Total sobre EBITDA.

El resto de las subsidiarias no mencionadas en esta Nota no están sujetas al cumplimiento de covenants financieros.

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

Al 31 de marzo de 2021, Enel Américas no se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

33.5 Contingencia por COVID-19

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

Para hacer frente a esta emergencia de salud pública internacional por COVID-19, los gobiernos de todos los países en los que operamos, han adoptado diversas medidas de contención, esencialmente destinadas a restringir la libre circulación de las personas, las cuales incluyen cuarentenas, aislamiento social, cierre temporal de empresas y negocios, entre otras medidas. Los gobiernos también han tomado medidas para preservar el acceso a servicios esenciales durante esta emergencia de salud, como el agua y la electricidad, especialmente dirigidas a clientes residenciales de menores ingresos, pequeñas y medianas empresas, e instituciones que brindan otros servicios esenciales, como establecimientos de salud.

Estas medidas se refieren básicamente a suspensión temporaria del corte de suministro eléctrico debido a falta de pago y diferimiento del pago de cuentas de electricidad por un número determinado de meses, sin intereses o penalizaciones de cargo de los clientes. En este sentido, el Grupo emitió directrices destinadas a garantizar el cumplimiento de las medidas introducidas por los gobiernos de los países en los que opera y ha emprendido numerosas acciones para adoptar los procedimientos más adecuados para prevenir y/o mitigar los efectos del contagio por COVID-19 en el ámbito laboral, garantizando al mismo tiempo la continuidad del negocio.

Lo anterior, ha sido posible principalmente debido a:

- El uso del teletrabajo para todos los empleados cuyos trabajos se pueden realizar de forma remota (50% de la dotación), modalidad introducida desde hace algunos años en el Grupo que, gracias a las inversiones en digitalización, permite el trabajo de forma remota con el mismo nivel de eficiencia y efectividad;
- La digitalización de procesos e infraestructura, que aseguran el normal funcionamiento de nuestros activos de generación, la continuidad del servicio eléctrico y la gestión remota de todas las actividades relacionadas con el mercado y la relación con el cliente.

Todos los esfuerzos de la compañía siguen focalizados en garantizar el funcionamiento correcto y seguro de nuestras operaciones, resguardando al mismo tiempo la salud y seguridad de nuestros colaboradores y ayudando a la comunidad con diversas medidas solidarias.

En relación al grado de incertidumbre generado en el entorno macroeconómico y financiero en que opera el Grupo y sus efectos en los resultados de la Compañía al 31 de marzo de 2021, éstos se relacionan fundamentalmente con un aumento acumulado en la pérdida por deterioro en las cuentas comerciales (ver notas 2.3, 3.g.3 y 8.c).

33.6 Otras informaciones

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

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

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

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

Durante el mes de noviembre de 2020, BICE en su calidad de fiduciario dio por cumplida la condición suspensiva referida en el párrafo anterior, por haber sido realizados válidamente los actos societarios para que se produzca el ingreso del Estado Nacional al capital de TMB y TSM.

Como consecuencia de lo anterior, las participaciones del Grupo se redujeron desde un 25,6% a un 8,59% en el caso de Central Térmica Manuel Belgrano y de un 25,6% a un 7,7% en Central Térmica San Martín.

Finalmente, el 18 de marzo de 2021, la Secretaría de Energía comunicó a TMB y a TSM la suscripción, en representación del Estado Nacional, de las acciones resultantes del aumento de capital de ambas compañías. Consecuentemente, los Fideicomisos deberán transferir los activos fideicomitidos a TMB y TSM.

Central Vuelta Obligado (VOSA)

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, por hasta 778,884 MW (potencia neta). El 07 de febrero de 2019, VOSA suscribió con CAMMESA tanto el Contrato de Abastecimiento, el Contrato de Operación y Gestión del Mantenimiento como los contratos de prenda y cesión en garantía. Desde el mes de marzo 2019, las Sociedades comenzaron a percibir el cobro de las cuotas mensuales. Al 31 de marzo de 2021 las Sociedades han cobrado 25 cuotas de las 120 pactadas.

El saldo pendiente por cobrar al 31 de marzo de 2021 asciende a MUS\$ 301.516 (MUS\$ 311.875 al 31 de diciembre de 2020). El desglose por compañía es el siguiente: (i) Enel Generación El Chocón S.A. por MUS\$ 201.911 (MUS\$ 208.941 al 31 de diciembre de 2020), (ii) Central Dock Sud S.A. por MUS\$ 79.660 (MUS\$ 82.438 al 31 de diciembre de 2020) y (iii) Enel Generación Costanera S.A. por MUS\$ 19.945 (MUS\$ 20.496 al 31 de diciembre de 2020) (Ver Nota 8).

(ii) Edesur:

Acuerdo regulatorio año 2019

Con fecha 10 de mayo de 2019, la Sociedad suscribió con la Secretaría de Gobierno de Energía – en representación del Estado Nacional – un Acuerdo de Regularización de Obligaciones, según el cual se pone fin a los reclamos recíprocos pendientes originados en el período de transición 2006 / enero de 2017. Por un lado, Edesur se obliga a: (i) abonar penalidades a clientes en un plazo de 3 años, actualizadas a la tasa activa del Banco de la Nación Argentino (BNA); (ii) abonar las multas contenidas en el Anexo VIII del Acta Acuerdo de 2006, hasta en 14 cuotas semestrales, recalculadas hasta la fecha de su efectivo pago por el incremento promedio que registre el costo propio de distribución; (iii) en el marco de lo previsto en la cláusula 5.4 de la mencionada Acta Acuerdo, destinar los montos de las penalidades por mediciones periódicas de calidad del período de transición, a ejecutar inversiones adicionales a las establecidas en la Revisión de la Tarifa Integral (RTI), destinadas a contribuir 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 Nacional compensó a favor de la Sociedad, deudas comerciales con CAMMESA por compras de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) efectuadas antes de la entrada en vigencia de la resolución del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) N° 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 Nacional condonó las sanciones con destino a la Administración Pública (ver Nota 22).

Los efectos de este acuerdo originaron una reducción de pasivos que fue registrada en los ingresos operacionales en el año 2019 por MU\$ 203.433 (aproximadamente ARS 12.183 millones). Producto de la aplicación NIC 29 “Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias”, los valores antes indicados al cierre de diciembre de 2019 fueron de MU\$ 261.185 (aproximadamente ARS 15.641 millones).

Acuerdo Marco 2020

La Provincia de Buenos Aires solicitó el concurso del Ministerio de Economía de la Nación, dirigido a sanear la situación relativa al suministro de energía eléctrica de los barrios populares por el período comprendido entre octubre de 2017 y diciembre de 2020. En este sentido, con fecha 22 de diciembre de 2020, el Estado Nacional, a través del Ministerio de Economía y la Secretaría de Energía, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y las empresas Edenor y Edesur, firmaron un acuerdo por el cual se instrumentó el mecanismo de cancelación de deudas correspondientes al Acuerdo Marco por el período mencionado, asumiendo las empresas el compromiso de destinar dichos fondos a obras de mejora del servicio eléctrico y el estado de la red que da suministro a los barrios populares con medidores colectivos y otras zonas sensibles de sus áreas de concesión, sin que ello implique extender su responsabilidad aguas debajo de dichos medidores colectivos, según las normas aplicables. Por este acuerdo, durante diciembre 2020 se reconocieron ARS 1.500 millones (MUS\$ 17.842) y el cobro relacionado se perfeccionó el 15 de enero de 2021. Durante el primer trimestre de 2021, la Sociedad avanzó con las obras comprometidas, mientras está en curso el seguimiento y verificación por parte del ENRE.

34. DOTACIÓN

La distribución del personal de Enel Américas, incluyendo la información relativa a las subsidiarias en los cinco países donde está presente el Grupo, al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, era la siguiente:

al 31.03.2021				
País	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Chile	8	37	4	49
Argentina	34	1.895	2.173	4.102
Brasil	50	5.727	3.397	9.174
Perú	30	914	-	944
Colombia	39	2.116	-	2.155
Total	161	10.689	5.574	16.424
Promedio	162	10.776	5.694	16.632

al 31.12.2020				
País	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Chile	8	39	4	51
Argentina	35	1.850	2.179	4.064
Brasil	51	5.726	3.746	9.523
Perú	35	908	-	943
Colombia	39	2.111	-	2.150
Total	168	10.634	5.929	16.731
Promedio	170	10.679	6.120	16.969

35. SANCIONES

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

Subsidiarias

1. Edesur S.A. (Empresa Distribuidora del Sur S.A.)

- Al 31 de marzo de 2021, y considerando las sanciones pendientes impuestas por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) a partir del período iniciado el 1 de enero de 2021, Edesur S.A. ha sido penalizada en: (i) 3 oportunidades por infracciones al régimen de seguridad en vía pública –accidentes y anomalías- (Resoluciones ENRE 11/21, 25/21 y 61/21) por un monto de ARS 4,5 millones equivalente a MUS\$ 48.973, habiéndose abonado las penalidades a los fines de instar los recurridos de tales sanciones; (ii) 2 oportunidades por deficiente tratamiento de los reclamos comerciales (Resoluciones ENRE 46/21 y 71/21) por un monto de ARS 38 millones equivalentes a MUS\$ 413.549, habiéndose abonado las penalidades a los fines de instar los recurridos de tales sanciones; y, (iii) 3 oportunidades por deficiencias en la atención comercial por un monto de ARS 62 millones equivalente a MUS\$ 674.737, habiéndose recurrido todas las sanciones.

2. Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia e Serviços S.A. o “Ampla”)

- Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. También hay multas de demora en compensaciones de tributos federales. En estos casos, el principal de la compensación fue aceptado por la administración federal, pero entienden que hubo demora en el pago, siguiendo con la cobranza en relación a la multa. MBRL 7.221(MUS\$ 1.251,15).

3. Enel Distribución Ceará S.A. (ex Companhia Energetica do Ceará o Coelce)

- En 2012, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica -ANEEL- ha sancionado a Enel en un monto de MMBRL 20,6 por supuestos errores en el registro de la base de activos de la compañía. Enel Distribución Ceará recurrió de la sanción que ha sido reducida a MMBRL 11,2 (MUS\$1.940,57). Considerándose la necesidad de la regularización de la compañía en el regulador (ANEEL), Enel ha hecho una garantía judicial e inició una demanda en la justicia para la cancelación total de la sanción. El 26 de julio de 2019, se dictó decisión que rechazó la demanda presentada por Enel. El 27 de agosto de 2019, Enel presentó apelación, a la fecha sin resolución. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 4.197 (MMBRL 24,22).
- En 2020, la Agencia de Energía Eléctrica – ANEEL, a través de la Agencia Reguladora de Servicios Públicos Delegados del Estado de Ceará (Arce), ha sancionado a Enel en un monto de MUS\$ 5.076 (MMBRL 29,3) por incumplimientos a indicadores de calidad del suministro de energía. Enel ha presentado un recurso en contra de la sanción, a la fecha sin resolución. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 4.882 (MMBRL 28,18).

- Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. También hay multas de demora en compensaciones de tributos federales. En estos casos, el principal de la compensación fue aceptado por la administración federal, pero entienden que hubo demora en el pago, siguiendo con la cobranza en relación a la multa. MBRL 1.534 (MUS\$ 265,79).
- Fiscales: La compañía recibió, el 21 de enero de 2018, una sanción de la autoridad fiscal de la hacienda estatal del Ceará por supuesto incumplimiento de norma fiscal normas (obligaciones de emisión y registro de facturas de tránsito). La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de la multa y se aguarda fallo. MBRL 986 (MUS\$ 170,84).

4. Enel Distribución Goiás (ex CELG Distribuição S.A)

- En 2016, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel en un monto de MMBRL 62 por incumplimiento de la obligación sectorial (vinculada a Conta de Desarrollo Energético – CDE). Enel ha presentado un recurso en contra de la sanción, a la fecha sin resolución. Enel ha hecho una garantía judicial (seguro) y ha presentado una demanda en la justicia para la cancelación total de la sanción, a la fecha sin resolución. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 7.288 (MMBRL 42,06).
- En 2019, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel en un monto de MMBRL 61 por incumplimientos en relación la atención de los clientes e indicadores de calidad del suministro de energía. Enel ha presentado un recurso en contra de la sanción, a la fecha sin resolución. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 11.385 (MMBRL 65,71).
- En 2020, la Agencia Goiana de Regulação – AGR ha sancionado a Enel en un monto de MUS\$8.961 (MMBRL 44) por incumplimientos sobre mantenimiento y violaciones de indicadores de calidad (SAIDI/SAIFI). Enel ha presentado un recurso en contra de la sanción ante la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL, a la fecha sin resolución. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 7.984 (MMBRL 46,08).

5. Enel Distribución Sao Paulo (ex Eletropaulo)

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel por supuestos errores en el registro de la base de activos de la compañía. Eletropaulo ha presentado un recurso, el cual fue rechazado. Enel ha presentado una demanda en la justicia para la cancelación total de la sanción. El juez dictó decisión rechazando la demanda de Eletropaulo, y Eletropaulo ha presentado una apelación al Tribunal (segunda instancia), a la fecha sin resolución. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 34.480 (MMBRL 199).
- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel por supuestas inadecuaciones formales de los registros contables de activos. Eletropaulo afirma que los errores no han generado ninguna consecuencia práctica negativa para las tarifas, tampoco al servicio prestado por la Compañía. El recurso administrativo de Eletropaulo fue rechazado, entonces Eletropaulo ha presentado una demanda en la

justicia. El 29 de mayo de 2019, el juez dictó sentencia rechazando los pedidos hechos por Eletropaulo. El 5 de junio de 2019, Eletropaulo ha presentado Embargos de Aclaración en contra la sentencia, a la fecha sin juzgamiento. El 27 de diciembre de 2019, se dictó decisión confirmándose la imposibilidad de ANEEL de inscribir Enel en su sistema de registro de morosidad de pagos y ejecutar la penalidad, hasta que la decisión quede firme. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 17.119 (MMBRL 98,8).

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel por supuestas inadecuaciones (en 2012) formales de registros de los índices de calidad de suministro de los consumidores, así como la ejecución de la compensación a los consumidores en razón del incumplimiento de estos índices. Eletropaulo ha presentado un recurso administrativo que fue rechazado por Aneel. En abril de 2020, Enel ha presentado una demanda anulatoria en la justicia y se dictó decisión suspendiéndose todos los efectos de las sanciones. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 5.471 (MMBRL 31,6).
- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel por no conformidades en los índices operacionales de calidad de suministro de energía, con respecto al año 2013. Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). El 24 de julio de 2018 Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, todavía sin decisión a la fecha. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 12.772 (MMBRL 73,7).
- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel por no conformidades en los índices operacionales de calidad de suministro de energía, con respecto al año 2014. Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). 31 de julio de 2018 Enel ha presentado una demanda (judicial) con objetivo de anular (o reducir) la sanción. El 17 de octubre de 2019, se dictó una decisión rechazando las solicitudes hechas por Enel, contra la cual Enel opuso embargos de aclaración. El 16 de diciembre de 2019, los embargos fueron rechazados. La Compañía ha presentado una apelación en contra de la decisión. El 31 de marzo de 2021, el monto involucrado en la sanción es de MUS\$ 6.515 (MMBRL 37,6).
- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel por no conformidades en el proceso de Presupuestos para Créditos de Liquidación Dudosa. Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular (o reducir) la sanción, la sentencia (1° grado) fue desfavorable a Enel, que ha presentado un recurso sin decisión firme a la fecha. El 31 de marzo de 2021 el valor involucrado en la sanción es de MUS\$ 4.713 (MMBRL 27,2).
- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel por no conformidades en el proceso de Presupuestos para Créditos de Liquidación Dudosa. Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular (o reducir) la sanción, la sentencia (1° grado) fue favorable a Enel, sin embargo, la ANEEL ha presentado un recurso, sin decisión firme a la fecha. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado en la sanción es de MUS\$ 14.473 (MMBRL 83,5).
- El Ayuntamiento del Municipio de Jandira ha sancionado a Enel por violación a la legislación municipal (con respecto a red en las vías en la municipalidad) (febrero de 2003). Los recursos administrativos de

Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, la sentencia (1° grado) fue favorable a Enel. El municipio interpuso recurso de apelación y logró revertir la decisión a su favor. Enel ha presentado recursos ante los Tribunales Superiores (Superior Tribunal de Justicia y Supremo Tribunal Federal) sin decisión firme a la fecha. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado es de MUS\$ 4.325 (MMBRL 25).

- El Ayuntamiento del Municipio de Jandira ha sancionado a Enel por violación a la legislación municipal (con respecto a red en las vías en la municipalidad) (Julio de 2002). Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, la sentencia (1° grado) fue desfavorable a Enel en contra ha interpuso recurso de apelación y logró revertir la decisión a su favor. La municipalidad ha presentado recursos ante los tribunales superiores (Superior Tribunal de Justicia y Supremo Tribunal Federal). STJ desestimó el recurso del Municipio. La municipalidad ha presentado nuevo recurso (Embargos de Aclaración) para ser analizado por el panel de jueces, siendo los recursos rechazados por el tribunal. La municipalidad ha presentado nuevo recurso (Embargos de Divergencia) a la fecha sin resolución. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado es de MUS\$ 5.009 (MMBRL 28,91).
- El Ayuntamiento del Municipio de Sao Paulo ha sancionado a Enel por violación a la legislación municipal de tránsito (área restringida de circulación). Los recursos administrativos de Enel en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). En 2011, Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, la sentencia (1° grado) fue desfavorable a Enel, que en contra ha presentado una apelación al tribunal. Se dictó el fallo rechazando el recurso de Enel, que en contra el fallo del tribunal ha presentado recursos a las instancias superiores sin resolución a la fecha. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado es de MUS\$ 6.765 (MMBRL 39,04).
- El Ayuntamiento del Municipio de Itapevi ha sancionado a Enel por violación a la legislación municipal (con respecto a la red en las vías de la municipalidad) (febrero de 2012). Los recursos administrativos de Enel en contra las sanciones quedaron firmes (desfavorable a Enel). Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción. Las decisiones de primera y segunda instancia fueron desfavorables a Enel, que ha presentado recursos a los tribunales superiores (Superior Tribunal de Justiça y Supremo Tribunal Federal) sin resolución a la fecha. El 31 de marzo de 2021 el monto involucrado es de MUS\$ 5.974 (MMBRL 34,48).
- Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. MBRL 69.468 (MUS\$ 12.036).

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

Al 31 de marzo de 2021, Enel Generación Perú ha incurrido en las siguientes multas de índole tributaria:

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR del ejercicio 1999, la SUNAT cursó a Enel Generación Perú la Resolución de Multa No. 0120020004919 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a PEN 2.076.888 (MUS\$ 550,75), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 10.501.965 (MUS\$ 2.785). Sobre el particular,

debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial.

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR de los ejercicios 2000 y 2001, la SUNAT cursó a Enel Generación Perú la Resolución de Multa No. 0120020008723 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual del ejercicio 2000. Tomando en cuenta diversos pagos efectuados y la reliquidación realizada por SUNAT, a la fecha, el monto de la multa que califica como posible y probable asciende a PEN 6.460.523 (MUS\$ 1.713,21), y los intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a PEN 15.043.925 (MUS\$ 3.989,37). Actualmente, Enel Generación Perú viene discutiendo la reliquidación de la multa ante el TF y el tema de fondo ante el Poder Judicial. Cabe precisar que PEN 7.928.535 (MUS\$ 2.102,5) se encuentran debidamente pagados.
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el Impuesto General a las Ventas (IGV) Ad Valorem e Impuesto de Promoción Municipal (IPM) en importaciones por los ejercicios 2008 y 2009, la SUNAT cursó al Banco Scotiabank del Perú (propietario legal de la Central Santa Rosa en virtud de un contrato de arrendamiento financiero, mediante el cual Enel Generación Perú es responsable por todas las contingencias que se deriven del mismo) la Resolución de División No. 0003X4100/2013-000440, mediante la cual se le impuso una multa ascendente a MUS\$ 2.974 (las multas aduaneras fueron liquidadas en dólares). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial, para lo cual se tuvo que cancelar PEN 5.832.129 (MUS\$ 1.546,57), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 3.395.224 (MUS\$ 900,35). Cabe precisar que no se pagó el íntegro de la deuda tributaria vinculada con la referida Resolución de Multa puesto que parte de la misma prescribió.

7. Enel Perú S.A.C. (ex Generandes Perú)

Al 31 de marzo de 2021, Enel Perú ha incurrido en la siguiente multa de índole tributaria:

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR e Impuesto General a las Ventas (IGV) del ejercicio 2000, la SUNAT cursó a Enel Perú la Resolución de Multa No. 0240030008355 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual ascendente a PEN 2.920.104 (MUS\$ 774,36), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 14.053.695 (MUS\$ 3.726,78). Asimismo, la SUNAT notificó a Enel Perú con las Resoluciones de Multas Nos. 0240020022829 a 0240020022831, mediante las cuales impuso multas por la aplicación del IGV de forma indebida por los periodos de abril, junio y octubre del 2000, las mismas que asciende a PEN 1.771.933 (MUS\$ 470), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 10.231.619 (MUS\$ 2.713,24). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial.

8. Enel Generación Piura (ex EEPISA)

Al 31 de marzo de 2021, Enel Generación Piura ha incurrido en la siguiente multa de índole tributaria:

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el Impuesto General a las Ventas (IGV) Ad Valorem e Impuesto de Promoción Municipal (IPM) en las importaciones por el año 2011, la SUNAT cursó al Banco de Crédito del Perú (propietario legal de la Central Malacas – Reserva Fría, en virtud de un contrato

de arrendamiento financiero, mediante el cual Enel Generación Piura es responsable por todas las contingencias que se deriven del mismo) la Resolución de División No. 0003Y4100/2014-000211, mediante la cual se le impuso una multa ascendente a PEN 6.868.256 (MUS\$ 1.821,34), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 4.844.855 (MUS\$ 1.284,77). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial.

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el Impuesto General a las Ventas (IGV), Ad Valorem e Impuesto de Promoción Municipal (IPM) en las importaciones por el año 2016, la SUNAT cursó al Banco Scotiabank del Perú (propietario legal del Proyecto Reemplazo de Potencia de la Central Malacas – Unidad TG6, en virtud de un contrato de arrendamiento financiero, mediante el cual Enel Generación Piura es responsable por todas las contingencias que se deriven del mismo) la Resolución de División No. N° 253-2020-SUNAT-323100, mediante la cual se le impuso una multa ascendente a PEN 4.552.490 (MUS\$ 1.207,24), la misma que fue cancelada con una rebaja del 60%: (i) Multa por PEN 1.820.995 (MUS\$ 482,29); y (ii) Intereses moratorios por PEN 1.165.075 (MUS\$ 308,96), actualizados a la fecha de pago. Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida ante la SUNAT.

En relación a las sanciones anteriormente descritas, el Grupo ha constituido provisiones por MUS\$ 43.808 al 31 de marzo de 2021 (ver Nota 23). Existen otras sanciones que también tienen provisiones asociadas, pero que no son descritas en esta nota, ya que individualmente representan montos de menor cuantía. La Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por sanciones, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

36. MEDIO AMBIENTE

Los gastos ambientales por los ejercicios terminados al 31 de marzo de 2021 y 2020, son los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$				Primeros tres meses						
Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	2021					2020	
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso periodo anterior
Emgesa S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Monitoreos y estudios Hidrometeorológicos	En proceso	121	-	121	-	31/12/2022	121	118
		Otros	En proceso	9	-	9	-	31/12/2022	9	78
		Ley 99	En proceso	-	-	-	4.182	31/12/2022	4.182	4.276
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	En proceso	74	-	74	-	-	74	18
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Desmantelamiento Pcb's	Colombia con la ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la resolución del Ministerio de Medio Ambiente 222 del 15 de diciembre de 2011, se reconoció la provisión por desmantelamiento de transformadores contaminados con PCBs.	En proceso	19	8	11	4.847	31/12/2027	4.866	5.377
	Nueva Esperanza Compensacion 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	40	40	-	357	31/12/2022	397	86
Enel Generación Perú S.A.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	En proceso	75	-	75	-	31/12/2021	75	82
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	20	-	20	-	31/12/2021	20	99
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	Terminado	29	-	29	-	31/12/2021	29	273
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y Recuperacion del Suelo y Agua	Terminado	-	-	-	-	-	-	10
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion	Terminado	23	-	23	-	31/12/2021	23	208
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	Terminado	7	-	7	-	31/12/2021	7	110
Enel Generación Piura S.A.	Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	10	-	10	26	31/12/2021	36	36
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	16	-	16	14	31/12/2021	30	9
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	5	-	5	63	31/12/2021	68	85
	Monitoreos Ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido	En proceso	3	-	3	28	31/12/2021	31	49
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de áreas verdes y fauna menor	En proceso	3	-	3	43	31/12/2021	46	54
Chinango S.A.C.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la biodiversidad del medioambiente	En proceso	15	-	15	67	31/12/2021	82	34
	Estudios Ambientales	Estudios sobre Aspectos Ambientales	En proceso	-	-	-	5	31/12/2021	5	-
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso	4	-	4	25	31/12/2021	29	75
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion	En proceso	60	-	60	222	31/12/2021	282	393
Total				533	48	485	9.879	-	10.412	11.470

miles de dólares estadounidenses - MUSS

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	Primeros tres meses					
				2020					
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
Emgesa S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	En proceso	118	-	118	-	31/12/2021	118
		Otros	En proceso	78	-	78	-	31/12/2021	78
		Ley 99	En proceso	-	-	-	4.276		4.276
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	En proceso	18	-	18	-	31/12/2021	18
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Desmantelamiento Pcb's	Colombia con la ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la resolución del Ministerio de Medio Ambiente 222 del 15 de diciembre de 2011, se reconoció la provisión por desmantelamiento de transformadores contaminados con PCBs.	En proceso	546	337	210	4.831	31/12/2027	5.377
		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	1	-	1	85	31/12/2020	86
Enel Generación Perú S.A.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	En proceso	21	-	21	61	31/12/2020	82
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	10	-	10	89	31/12/2020	99
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso	-	-	-	273	31/12/2020	273
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y Recuperacion del Suelo y Agua	En proceso	7	-	7	3	31/12/2020	10
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion	En proceso	38	-	38	170	31/12/2020	208
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	En proceso	36	-	36	74	31/12/2020	110
Enel Generación Piura S.A.	Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	8	-	8	28	31/12/2020	36
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	4	-	4	5	31/12/2020	9
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	11	-	11	74	31/12/2020	85
	Monitoreos Ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido	En proceso	9	-	9	40	31/12/2020	49
	Paisajismo y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	En proceso	12	-	12	42	31/12/2020	54
Chinango S.A.C.	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	-	-	-	34	31/12/2020	34
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	-	-	-	75	31/12/2020	75
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del aire y clima, reduccion del ruido,proteccion contra la radiacion	En proceso	25	-	25	368	31/12/2020	393
Total				942	337	606	10.528	-	11.470

37. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIAS

A continuación, se resume la información financiera de nuestras principales subsidiarias al 31 de marzo de 2021 y 31 de diciembre de 2020, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

miles de dólares estadounidenses - MU\$S

		al 31.03.2021																	
	Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total
Enel Argentina S.A.	Individual	36.355	59.987	96.342	848	-	95.494	96.342	-	(118)	(118)	(544)	(544)	243	(302)	-	(302)	(8.906)	(9.208)
Enel Generación Costanera S.A.	Individual	85.230	254.955	340.185	86.197	71.330	182.658	340.185	20.573	(728)	19.845	8.719	(1.740)	2.378	637	(1.321)	(684)	(15.251)	(15.935)
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	99.651	298.036	397.687	24.794	42.319	290.574	357.687	7.789	(777)	7.012	4.774	1.019	(2.403)	(1.384)	(102)	(1.486)	(24.295)	(25.781)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	255.430	1.471.765	1.727.195	633.100	374.736	719.389	1.727.195	156.872	(106.315)	50.557	2.868	(29.640)	8.011	(21.629)	15.165	(6.464)	(60.378)	(66.842)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	14.723	1.385	16.108	12.760	-	3.348	16.108	268	(11)	257	(272)	(309)	(17)	(326)	-	(326)	(304)	(630)
Dock Sud S.A.	Individual	104.766	165.230	269.996	7.080	22.834	240.082	269.996	14.063	(2.265)	11.798	8.654	1.637	(2.925)	(1.288)	4.959	3.671	(19.657)	(15.986)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	294.216	837.697	1.131.913	107.400	112.946	911.567	1.131.913	28.272	(1.920)	26.352	12.596	(1.618)	(2.568)	(7.110)	(1.423)	(8.533)	(77.806)	(86.339)
Enel Brasil S.A.	Individual	640.422	3.960.208	4.600.630	573.091	219	4.027.320	4.600.630	118	(29)	89	(12.839)	(13.093)	(44.533)	(26.392)	19.377	(7.015)	(447.978)	(454.993)
Enel Generación Fortaleza S.A.	Individual	93.380	122.606	215.986	67.271	17.575	131.140	215.986	68.461	(48.240)	20.221	17.916	15.549	(82)	15.467	(5.569)	9.898	(17.002)	(7.104)
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	286.620	116.333	402.953	264.071	18.976	119.906	402.953	230.440	(213.611)	16.829	14.359	13.255	(13.411)	(155)	-	(154)	(10.404)	(10.648)
EGP Volta Grande	Individual	31.589	251.987	283.576	25.698	129.383	128.295	283.576	17.872	(2.611)	15.261	14.480	14.475	(4.424)	10.051	(3.415)	6.636	(13.894)	(7.250)
Enel Cien S.A.	Individual	33.272	125.036	158.308	12.607	410	145.291	158.308	12.835	(1)	12.834	11.549	10.382	19	10.401	(3.947)	6.454	(15.793)	(9.339)
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Individual	2.544	10.298	12.842	9.561	-	3.281	12.842	108	-	108	-	-	1.032	1.032	-	1.032	(187)	845
Transportadora de Energía S.A.	Individual	2.110	11.567	13.677	7.767	401	5.509	13.677	110	-	110	(3)	(381)	81	431	91	522	(415)	107
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	612.059	1.190.672	1.802.731	493.972	703.637	605.122	1.802.731	281.208	(208.613)	72.595	36.802	20.114	2.153	22.286	(6.166)	16.120	(68.257)	(52.137)
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	601.956	1.486.688	2.088.644	678.388	770.361	639.895	2.088.644	327.608	(231.767)	95.841	54.511	9.133	3.730	12.866	(4.349)	8.517	(77.045)	(68.528)
Enel Distribución Goiás S.A.	Individual	722.711	2.191.391	2.914.102	963.164	908.257	1.042.681	2.914.102	362.298	(273.532)	88.766	30.423	17.606	(10.779)	6.857	(2.638)	4.219	(116.392)	(112.173)
Enel X Brasil S.A.	Individual	18.992	20.293	39.285	21.097	510	17.678	39.285	2.810	(520)	2.290	(620)	(1.059)	(325)	(1.385)	145	(1.240)	(2.033)	(3.273)
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Individual	1.275.818	4.622.575	5.898.393	1.274.625	3.511.596	1.112.182	5.898.393	776.267	(567.777)	208.490	108.959	52.709	(19.839)	32.870	(11.437)	21.433	(123.681)	(102.248)
Grupo Enel Brasil	Consolidado	3.766.966	10.654.004	14.420.970	3.836.926	5.919.968	4.664.076	14.420.970	2.090.056	(1.562.489)	527.567	270.039	133.114	(85.495)	47.670	(15.957)	31.713	(526.676)	(494.963)
Emgesa S.A. E.S.P.	Individual	242.673	2.212.948	2.455.621	639.404	640.131	1.176.086	2.455.621	290.336	(94.206)	196.130	180.394	163.433	(9.052)	154.381	(43.913)	110.468	(125.888)	(15.420)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Individual	458.323	1.853.935	2.312.258	837.461	707.419	767.378	2.312.258	412.708	(241.687)	171.021	137.348	103.953	(13.548)	90.405	(25.371)	65.034	(82.949)	(17.915)
Enel Perú S.A.C.	Individual	128.386	1.236.586	1.364.972	198.958	10.545	1.155.469	1.364.972	-	-	-	(24)	(24)	(1.453)	96.606	-	96.606	(46.839)	49.767
Enel Generación Perú S.A.	Individual	312.943	841.450	1.154.393	198.983	203.446	751.964	1.154.393	100.706	(30.437)	70.269	57.145	47.467	1.990	55.334	(15.677)	39.657	(30.593)	9.064
Chinango S.A.C.	Individual	18.548	125.638	144.186	16.913	26.004	101.269	144.186	12.024	(1.229)	10.795	9.738	8.848	(110)	8.739	(2.533)	6.206	(3.850)	2.356
Enel Generación Pura S.A.	Individual	56.690	157.815	214.505	82.274	23.302	108.929	214.505	16.892	(4.906)	11.986	10.143	7.450	(1.848)	5.601	(1.670)	3.931	(3.415)	516
Enel Distribución Perú S.A.	Individual	186.452	1.222.479	1.408.931	258.337	453.097	697.497	1.408.931	233.378	(155.266)	78.112	60.706	44.033	(6.516)	37.518	(14.912)	22.606	(28.162)	(5.556)
Grupo Enel Perú	Consolidado	540.145	2.291.075	2.831.220	598.437	708.580	1.524.203	2.831.220	326.621	(158.355)	168.266	135.317	105.376	(8.010)	97.366	(34.120)	63.246	(112.859)	(49.613)

	Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No- Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No- Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total
Enel Argentina S.A.	Individual	40.432	65.563	105.995	1.293	-	104.702	105.995	-	(600)	(600)	(2.459)	(2.459)	11.264	12.146	874	13.020	(37.029)	(24.009)
Enel Generación Costanera S.A.	Individual	96.321	253.484	349.805	96.132	74.375	179.298	349.805	112.931	(4.963)	107.968	60.965	18.811	(9.445)	9.497	7.928	17.425	(47.631)	(30.206)
Enel Generación El Ocoón S.A.	Individual	91.441	268.572	360.013	30.857	43.537	285.619	360.013	48.505	(4.543)	43.962	35.964	21.800	37.910	62.211	(9.332)	52.879	(66.592)	(13.713)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	274.169	1.442.360	1.716.529	591.523	415.191	709.815	1.716.529	801.229	(530.338)	270.891	49.912	(68.276)	22.805	(45.636)	(22.866)	(68.502)	(230.171)	(298.673)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	12.882	1.263	14.145	10.573	-	3.572	14.145	3.086	(189)	2.897	706	414	(130)	284	(103)	181	(1.006)	(825)
Dock Sud S.A.	Individual	97.880	172.641	270.521	10.749	28.575	231.197	270.521	66.334	(10.025)	56.309	42.590	14.445	3.472	17.968	(13.426)	4.542	(68.182)	(63.640)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	312.760	841.974	1.154.734	124.270	115.750	914.714	1.154.734	161.093	(11.572)	149.521	92.860	36.542	61.778	71.522	1.130	72.652	(258.557)	(185.905)
Enel Brasil S.A.	Individual	567.492	4.484.221	5.051.713	344.060	225.338	4.482.315	5.051.713	502	(139)	363	(41.809)	(42.724)	(127.544)	168.090	36.441	204.531	(1.088.424)	(883.893)
Enel Generación Fortaleza S.A.	Individual	76.390	133.672	210.062	52.263	19.535	138.244	210.062	187.227	(118.673)	68.554	61.966	51.176	(521)	50.655	(19.628)	31.027	(31.881)	(854)
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	584.030	130.285	714.315	563.242	20.520	130.553	714.315	812.275	(666.295)	145.980	134.715	129.601	(6.103)	123.498	(41.504)	81.994	(15.502)	66.492
EGP Volta Grande	Individual	31.525	274.019	305.544	31.433	138.557	136.554	305.544	62.398	(10.548)	51.850	48.505	48.484	(11.785)	36.700	(12.486)	24.214	(32.034)	(7.820)
Enel Cien S.A.	Individual	31.496	141.069	172.565	17.527	407	154.631	172.565	52.705	(83.694)	(30.989)	(37.406)	(45.046)	23.435	(21.612)	7.275	(14.337)	(48.724)	(63.061)
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Individual	2.554	10.089	12.643	10.443	-	2.200	12.643	45.439	-	45.439	44.911	44.472	(17.275)	27.197	(996)	26.201	14.795	40.996
Transportadora de Energía S.A.	Individual	2.144	11.705	13.849	8.490	482	4.877	13.849	37.973	-	37.973	37.284	35.806	(13.356)	22.450	801	23.251	15.236	38.487
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	575.651	1.322.709	1.898.560	589.631	651.669	657.260	1.898.560	1.141.882	(835.325)	306.557	167.515	74.542	(4.767)	70.014	(18.464)	51.550	(178.829)	(127.279)
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	705.578	1.588.563	2.294.141	574.409	1.011.309	708.423	2.294.141	1.220.592	(869.354)	351.238	199.503	62.080	(46.093)	16.145	(5.706)	10.439	(229.670)	(219.231)
Enel Distribución Goiás S.A.	Individual	566.168	2.032.002	2.598.170	925.334	517.983	1.154.853	2.598.170	1.392.402	(1.026.859)	365.543	167.630	83.459	(41.127)	42.806	(16.729)	26.077	(306.258)	(280.181)
Enel X Brasil S.A.	Individual	19.617	22.477	42.094	20.560	583	20.951	42.094	13.357	(4.454)	8.903	(3.705)	(6.711)	(2.009)	(8.720)	973	(7.747)	(4.323)	(12.070)
Enel Distribuição Sao Paulo S.A.	Individual	1.515.162	5.198.704	6.713.866	1.614.149	3.852.132	1.247.585	6.713.866	2.980.109	(2.206.107)	774.002	552.367	333.460	(76.312)	257.148	(77.974)	179.174	(677.886)	(498.712)
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.143.213	11.396.553	15.539.766	4.211.671	6.169.465	5.158.630	15.539.766	7.581.035	(5.450.909)	2.130.126	1.337.914	774.882	(321.390)	454.162	(148.157)	306.005	(1.678.028)	(1.372.023)
Empresa S.A. E.S.P.	Individual	383.946	2.420.483	2.774.429	570.718	697.179	1.506.532	2.774.429	1.159.134	(412.530)	746.604	673.446	606.868	(70.522)	536.449	(188.883)	347.566	(19.348)	328.218
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Individual	499.983	1.973.507	2.473.490	640.774	840.051	992.665	2.473.490	1.546.963	(886.155)	660.808	506.794	375.127	(49.171)	325.977	(97.881)	228.096	(14.970)	213.126
Enel Perú, S.A.C.	Individual	34.757	1.288.805	1.323.562	180.490	10.990	1.132.082	1.323.562	-	-	-	(215)	(215)	(6.072)	156.138	-	156.138	(96.339)	59.799
Enel Generación Perú S.A. A.	Individual	315.244	880.207	1.195.451	191.039	208.495	795.917	1.195.451	408.604	(140.350)	268.254	210.702	162.140	10.361	186.817	(42.052)	144.765	(66.777)	77.988
Chinango S.A.C.	Individual	8.892	131.158	140.050	7.061	26.392	106.597	140.050	41.000	(4.496)	36.504	31.273	27.319	(87)	27.232	(8.152)	19.080	(8.334)	10.746
Enel Generación Plura S.A.	Individual	60.425	164.399	224.824	58.135	24.746	141.943	224.824	63.874	(23.435)	40.439	30.016	18.512	(4.873)	17.249	(5.852)	11.397	(12.361)	(964)
Enel Distribución Perú S.A. A.	Individual	191.178	1.263.496	1.454.674	249.068	471.377	734.229	1.454.674	886.663	(598.157)	288.506	213.898	141.464	(25.042)	116.427	(38.488)	77.939	(62.468)	15.471
Grupo Enel Perú	Consolidado	546.260	2.382.886	2.929.146	627.532	734.466	1.567.148	2.929.146	1.243.394	(621.907)	622.087	475.905	339.421	(26.007)	317.029	(91.896)	225.133	(246.279)	(21.146)

38. HECHOS POSTERIORES

- i. Se comunica que con fecha 1 de abril de 2021, surte todos sus efectos la Fusión por incorporación de EGP Américas SpA en Enel Américas S.A. y por lo tanto, Enel Américas adquirió, mediante la Fusión, todos los activos y pasivos de EGP Américas, incluyendo el negocio y activos de generación de energías renovables no convencionales que ésta posee en Centro y Sudamérica (excepto Chile), y la sucede en todos sus derechos y obligaciones, incorporándose a Enel Américas la totalidad de los accionistas y patrimonio de EGP Américas, la que, como consecuencia de lo anterior, se disuelve de pleno derecho, sin necesidad de efectuarse su liquidación.

En consecuencia, a partir del 1 de abril de 2021 se incorporó como nuevas subsidiarias de Enel Américas las siguientes sociedades principales: Enel Green Power Brasil Participacoes Ltda., Enel Green Power Costa Rica S.A., Enel Green Power Colombia S.A.S ESP, Enel Green Power Guatemala S.A., Enel Green Power Panamá S.R.L., Enel Green Power Perú S.A.C., Enel Green Power Argentina S.A., Energía y Servicios South América SpA y ESSA2 SpA.

Con esta misma fecha, 1 de abril de 2021, surten sus efectos todas las modificaciones de los estatutos sociales de Enel Américas aprobadas en la Junta, consistentes en el respectivo aumento de capital y en la eliminación de las limitaciones y restricciones establecidas en los estatutos por aplicación del Título XII del Decreto Ley N° 3.500 de 1980 – con la sola excepción de la Política de Inversiones y Financiamiento que permanece- y, particularmente, en aquella consistente en que un accionista y sus personas relacionadas no puedan concentrar más del 65% del capital con derecho a voto en Enel Américas.

- ii. Con fecha 16 de abril de 2021 se presentó comunicación remitida por nuestra matriz, Enel SpA, mediante la cual dicha sociedad informó los resultados finales de la oferta pública voluntaria para la adquisición de acciones y American Depositary Shares ("ADS") de Enel Américas por hasta un máximo del 10% de su capital social al momento del lanzamiento de la misma. Según lo indicado por Enel SpA en el comunicado adjunto, y con base en las tabulaciones finales, un total de 20.194.895.308 acciones (incluidas 1.872.063.500 acciones representadas por 37.441.270 ADSs) fueron válidamente ofertadas de conformidad con la Oferta, lo que resultó en un factor de prorrateo de aproximadamente 37,7%. Tras la finalización de la Fusión de Enel Américas S.A. con EGP Américas SpA, Enel SpA pasó a poseer un 75,18% del capital social de Enel Américas, y ahora, tras la compra de las acciones y ADSs a través de la Oferta, Enel posee aproximadamente un 82,3% del capital social de Enel Américas.
- iii. En Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Américas S.A. celebrada el 29 de abril de 2021, se eligió al nuevo Directorio de la Compañía por un período de tres años, conformado por las siguientes personas:
- Sr. Francisco de Borja Acha Besga
 - Sr. José Antonio Vargas Lleras
 - Sra. Giulia Genuardi
 - Sra. Francesca Gostinelli
 - Sr. Hernán Somerville Senn (Independiente propuesto por el Controlador)
 - Sr. Patricio Gómez Sabaini (Independiente propuesto por el Controlador)
 - Sr. Domingo Cruzat Amunátegui (Independiente propuesto por el Controlador)

- iv. En sesión Ordinaria de Directorio de Enel Américas S.A., celebrada el 29 de abril de 2021 fue elegido como Presidente del Directorio y de la sociedad al señor Francisco de Borja Acha Besga y como Secretario del Directorio a 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 sobre Sociedades Anónimas y la Sarbanes-Oxley Act, el cual quedó integrado por los Directores señores Hernán Somerville Senn, Patricio Gómez Sabaini y Domingo Cruzat Amunátegui. De conformidad a lo dispuesto en la Circular N°1.956 de la Comisión para el Mercado Financiero, se informa que todos los miembros del referido Comité son directores independientes.

El Directorio de la Sociedad designó como Experto Financiero del Comité de Directores de Enel Américas S.A. a don Hernán Somerville Senn. Por su parte, el Comité de Directores de la Compañía designó como Presidente de dicho órgano societario a don Hernán Somerville Senn y como Secretario del mismo a don Domingo Valdés Prieto.

- v. En Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Américas S.A. celebrada el día 29 de abril de 2021, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (al que se descuenta el dividendo provisorio pagado en enero de 2021) y un dividendo adicional, que en conjunto ascienden a un total de US\$412.598.667, que equivalen a US\$ 0,00384600197490528 por acción.

Atendido que el mencionado dividendo provisorio ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N° 103 ascendente a US\$339.606.949, que equivale a US\$0,00316561613260267 por acción. La fecha de pago prevista es el 28 de mayo de 2021. Tendrán derecho a cobrar estos dividendos los accionistas que se encuentren inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad el día 22 de mayo de 2021.

El referido dividendo se pagará en pesos chilenos, moneda de curso legal, según el tipo de cambio Dólar Observado que aparezca publicado en el Diario Oficial el día 20 de mayo de 2021.

Entre el 1 de abril de 2021 y hasta la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, no se tiene conocimiento de otros hechos de carácter financiero o de otra índole, que afecten en forma significativa la situación financiera y resultados presentados.

ANEXO N°1 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 - MUS\$

ACTIVOS	Unidad de Fomento	al 31.03.2021								
		Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Activo Corriente										
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	2.266	207.302	49	242.641	159.430	56.673	501.423	-	1.169.784
Otros activos financieros corrientes	-	121	9.378	-	9.382	-	73.892	105.719	-	198.492
Otros activos no financieros corrientes	-	16.871	3.758	-	29.553	53.982	25.407	526.019	134	655.724
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	1.453	25.804	13	313.663	158.295	279.840	2.203.874	-	2.982.942
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	3.243	1.896	2.665	1.417	916	27	39.252	-	49.416
Inventarios corrientes	-	-	1.071	943	99.273	52.055	44.032	282.417	-	479.791
Activos por impuestos corrientes	-	9.598	13.785	-	29	9.699	4.158	83.321	-	120.590
Total Activo Corriente	-	33.552	262.994	3.670	695.958	434.377	484.029	3.742.025	134	5.656.739
Activo No Corriente										
Otros activos financieros no corrientes	-	-	5.988	-	137	-	26.034	2.547.811	-	2.579.970
Otros activos no financieros no corrientes	-	10.887	-	-	31.749	24.415	840	2.406.506	-	2.474.397
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	77	233.821	-	28.152	-	24.305	235.986	-	522.341
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	-	-	-	-	30	-	-	30
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	-	-	-	2.454	-	-	2.454
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	-	-	124.094	71.966	62.097	3.795.497	-	4.053.654
Plusvalía	-	-	410.756	-	5.139	-	4.625	444.704	-	865.224
Propiedades, Planta y Equipo	-	-	160	-	3.840.965	2.042.405	1.785.881	274.033	-	7.943.444
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	7.147	-	7.147
Activos por derecho de uso	30	-	-	-	24.204	151.516	103	35.259	-	211.112
Activos por impuestos diferidos	-	-	171.053	-	10.848	620	28.374	708.149	-	919.044
Total Activos No Corriente	30	10.964	821.778	-	4.065.288	2.290.922	1.934.743	10.455.092	-	19.578.817
Total Activos	30	44.516	1.084.772	3.670	4.761.246	2.725.299	2.418.772	14.197.117	134	25.235.556

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	Unidad de Fomento	al 31.12.2020								
		Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Activo Corriente										
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	637	170.335	47	381.754	147.458	65.480	741.282	-	1.506.993
Otros activos financieros corrientes	-	116	95	-	4.047	-	65.287	160.734	-	230.279
Otros activos no financieros corrientes	-	16.730	2.177	36	27.088	62.864	40.572	411.220	99	560.786
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	1.587	22.201	81	330.871	165.342	306.606	2.408.247	-	3.234.935
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	3.271	547	3.566	716	2.480	29	36.341	-	46.950
Inventarios corrientes	-	-	1.035	987	102.781	53.015	40.892	272.723	-	471.433
Activos por impuestos corrientes	-	9.546	11.457	-	31	10.069	2.628	94.149	-	127.880
Total Activo Corriente	-	31.887	207.847	4.717	847.288	441.228	521.494	4.124.696	99	6.179.256
Activo No Corriente										
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	153	55	25.461	2.765.194	-	2.790.863
Otros activos no financieros no corrientes	-	2.980	-	-	33.029	23.092	898	2.272.857	-	2.332.856
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	77	244.126	-	33.565	-	24.410	276.346	-	578.524
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	-	-	-	-	32	-	-	32
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	-	-	-	2.273	-	-	2.273
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	-	-	135.881	70.955	61.160	4.256.830	-	4.524.826
Plusvalía	-	-	-	-	18.264	184.037	24.603	718.608	-	945.512
Propiedades, Planta y Equipo	-	-	176	-	4.158.620	2.128.830	1.762.799	304.247	-	8.354.672
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	7.942	-	7.942
Activos por derecho de uso	24	-	-	-	19.639	159.534	124	43.089	-	222.420
Activos por impuestos diferidos	-	-	192.057	-	11.277	253	28.746	762.049	-	994.382
Total Activos No Corriente	24	3.057	436.359	-	4.410.428	2.566.756	1.930.506	11.407.172	-	20.754.302
Total Activos	24	34.944	644.206	4.717	5.257.716	3.007.984	2.452.000	15.531.868	99	26.933.558

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

PASIVOS	al 31.03.2021									
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Pasivo Corriente										
Otros pasivos financieros corrientes	7.227	-	540.017	-	358.534	193.946	9	365.058	-	1.464.791
Pasivos por arrendamientos corrientes	19	-	22.846	15	6.156	11.559	56	13.015	-	53.666
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	79.230	164.714	10.168	657.724	164.979	563.349	2.180.570	25	3.820.759
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	119.986	265.996	253.829	1.486	1.599	93	96.889	-	739.878
Otras provisiones corrientes	-	-	45.700	-	31.174	11.002	43.061	106.502	-	237.439
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	-	-	110.550	13.527	35.955	1.030	-	161.062
Otros pasivos no financieros corrientes	-	1.799	11.511	-	24.942	26.555	17.463	150.830	152	233.252
Total Pasivo Corriente	7.246	201.015	1.050.784	264.012	1.190.566	423.167	659.986	2.913.894	177	6.710.847
Pasivo No Corriente										
Otros pasivos financieros no corrientes	3.615	-	882.655	-	1.081.622	387.976	-	1.241.852	-	3.597.720
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	23.782	346	18.972	11.514	41	29.225	-	83.880
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	10.544	-	1.140	725	80.792	2.051.072	-	2.144.273
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	104.023	-	-	-	-	216.583	-	320.606
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	-	67.906	20.266	19.016	651.666	-	758.854
Pasivo por impuestos diferidos	-	3.234	-	-	62.729	216.582	253.446	38.780	-	574.771
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	3.005	1.777	-	113.716	3.798	14.017	1.320.656	-	1.456.969
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	29.995	-	1.466	20.909	28.710	23.193	-	104.273
Total Pasivo No Corriente	3.615	6.239	1.052.776	346	1.347.551	661.770	396.022	5.573.027	-	9.041.346
Total Pasivo	10.861	207.254	2.103.560	264.358	2.538.117	1.084.937	1.056.008	8.486.921	177	15.752.193

miles de dólares estadounidenses - MU\$

PASIVOS	al 31.12.2020									
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Pasivo Corriente										
Otros pasivos financieros corrientes	7.103	-	789.559	-	453.666	201.641	36	373.125	-	1.825.130
Pasivos por arrendamientos corrientes	19	-	20.470	17	4.792	10.434	78	15.685	-	51.495
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	46.970	206.653	12.519	471.331	194.903	517.715	2.643.452	33	4.093.576
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	167.003	152.956	236.546	2.652	1.643	177	36.145	-	597.122
Otras provisiones corrientes	-	-	44.308	-	40.176	12.931	45.167	77.843	-	220.425
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	-	-	110.724	33.777	44.383	33.986	-	222.870
Otros pasivos no financieros corrientes	-	369	11.908	-	31.914	28.193	21.876	172.249	95	266.604
Total Pasivo Corriente	7.122	214.342	1.225.854	249.082	1.115.255	483.522	629.432	3.352.485	128	7.277.222
Pasivo No Corriente										
Otros pasivos financieros no corrientes	3.611	-	806.446	-	1.251.190	404.359	-	1.372.100	-	3.837.706
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	25.668	386	15.639	13.816	45	35.516	-	91.070
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	10.990	-	1.136	729	86.559	1.962.061	-	2.061.475
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	144.391	-	-	-	-	-	144.391
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	-	78.504	20.879	19.760	714.757	-	833.900
Pasivo por impuestos diferidos	-	2.521	-	-	208.618	74.847	286.936	40.031	-	612.953
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	2.960	1.906	-	124.248	4.299	13.920	1.476.884	-	1.624.217
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	31.600	-	19.707	5.132	30.294	30.228	-	116.961
Total Pasivo No Corriente	3.611	5.481	876.610	144.777	1.699.042	524.061	437.514	5.631.577	-	9.322.673
Total Pasivo	10.733	219.823	2.102.464	393.859	2.814.297	1.007.583	1.066.946	8.984.062	128	16.599.895

ANEXO N°2 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\$

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	al 31.03.2021					
	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	1.745.052	634.677	150.733	797.674	3.328.136	305.253
Provisión de deterioro	(18.739)	(27.165)	(37.611)	(555.094)	(638.609)	(60.337)
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	705	-	-	-	705	7.969
Provisión de deterioro	(66)	-	-	-	(66)	(192)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	298.141	-	-	-	298.141	269.818
Provisión de deterioro	(5.365)	-	-	-	(5.365)	(170)
Total	2.019.728	607.512	113.122	242.580	2.982.942	522.341

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	al 31.12.2020					
	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	2.135.722	580.640	124.262	852.428	3.693.052	354.376
Provisión de deterioro	(19.775)	(25.636)	(31.925)	(607.172)	(684.508)	(65.015)
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	584	-	-	-	584	8.214
Provisión de deterioro	(16)	-	-	-	(16)	(214)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	231.310	-	-	-	231.310	281.333
Provisión de deterioro	(5.487)	-	-	-	(5.487)	(170)
Total	2.342.338	555.004	92.337	245.256	3.234.935	578.524

- Por tipo de cartera:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tramos de Morosidad	al 31.03.2021					
	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	10.565.551	1.786.277	7.070.398	264.028	17.635.949	2.050.305
Entre 1 y 30 días	9.705.871	227.698	1.282.268	86.948	10.988.139	314.646
Entre 31 y 60 días	3.775.780	83.415	403.169	32.572	4.178.949	115.987
Entre 61 y 90 días	2.767.299	192.479	244.264	11.565	3.011.563	204.044
Entre 91 y 120 días	1.885.251	38.675	213.337	10.741	2.098.588	49.416
Entre 121 y 150 días	1.649.248	53.609	178.372	9.474	1.827.620	63.083
Entre 151 y 180 días	1.238.181	30.861	145.122	7.373	1.383.303	38.234
Entre 181 y 210 días	864.472	26.651	193.430	35.690	1.057.902	62.341
Entre 211 y 250 días	642.269	25.443	138.162	7.330	780.431	32.773
Superior a 251 días	14.706.193	623.550	1.914.198	79.010	16.620.391	702.560
Total	47.800.115	3.088.658	11.782.720	544.731	59.582.835	3.633.389

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tramos de Morosidad	al 31.12.2020					
	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	9.945.761	2.211.900	6.354.193	278.198	16.299.954	2.490.098
Entre 1 y 30 días	9.176.101	314.733	659.102	24.711	9.835.203	339.444
Entre 31 y 60 días	3.701.107	108.544	323.324	15.590	4.024.431	124.134
Entre 61 y 90 días	2.534.180	106.748	202.523	10.314	2.736.703	117.062
Entre 91 y 120 días	1.724.446	35.933	193.115	9.759	1.917.561	45.692
Entre 121 y 150 días	1.523.287	33.667	177.697	9.147	1.700.984	42.814
Entre 151 y 180 días	1.139.659	27.439	140.387	8.317	1.280.046	35.756
Entre 181 y 210 días	775.377	58.020	132.352	6.387	907.729	64.407
Entre 211 y 250 días	504.524	23.907	167.038	6.891	671.562	30.798
Superior a 251 días	13.507.750	670.403	1.701.673	86.820	15.209.423	757.223
Total	44.532.192	3.591.294	10.051.404	456.134	54.583.596	4.047.428

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Cartera protestada y en cobranza judicial	Primeros tres meses			
	2021		2020	
	Número de Clientes	Monto	Número de Clientes	Monto
Documentos por cobrar protestados	320.717	69.959	291.008	45.346
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	12.670	49.321	12.753	49.743
Total	333.387	119.280	303.761	95.089

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

c) Provisiones y castigos.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
Provisiones y Castigos	al 31.03.2021	al 31.12.2020
Provisión cartera no repactada	46.524	204.419
Provisión cartera repactada	3.574	38.529
Recuperos del período	(249)	(576)
Total	49.849	242.372

d) Número y monto de operaciones.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$				
Número y monto operaciones	al 31.03.2021		al 31.12.2020	
	Total detalle por tipo de operaciones último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	900.797	901.386	377.287	3.800.417
Monto de las operaciones	18.348	49.849	49.648	242.372

ANEXO N°2.1 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 31.03.2021												
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	220.625	3.713	380	139.097	28	50	76	1.003	261	3.284	2.704	371.221	26.556
-Grandes Clientes	98.500	1.564	16	5.467	-	-	-	935	-	3.229	-	109.711	26.539
-Clientes Institucionales	57.369	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	57.369	-
-Otros	64.756	2.149	364	133.630	28	50	76	68	261	55	2.704	204.141	17
Provisión Deterioro	(439)	(1)	-	-	-	-	-	(182)	-	(2.891)	(2.335)	(5.848)	(26.696)
Servicios no facturados	150.336	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	150.336	-
Servicios facturados	70.289	3.713	380	139.097	28	50	76	1.003	261	3.284	2.704	220.885	26.556
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	1.524.427	310.933	115.607	64.947	49.388	63.033	38.158	61.338	32.512	91.667	604.905	2.956.915	278.697
-Clientes Masivos	1.061.822	234.938	85.345	45.242	33.015	29.925	26.697	46.427	21.762	60.665	404.167	2.050.005	221.564
-Grandes Clientes	351.022	55.181	20.570	11.464	9.992	7.488	6.629	9.828	6.251	19.207	129.681	627.313	14.288
-Clientes Institucionales	111.583	20.814	9.692	8.241	6.381	25.620	4.832	5.083	4.499	11.795	71.057	279.597	42.845
Provisión Deterioro	(18.300)	(5.675)	(10.136)	(11.353)	(12.032)	(13.939)	(11.640)	(38.880)	(22.195)	(38.695)	(449.916)	(632.761)	(33.641)
Servicios no facturados	513.863	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	513.863	421
Servicios facturados	1.010.564	310.933	115.607	64.947	49.388	63.033	38.158	61.338	32.512	91.667	604.905	2.443.052	278.276
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	1.745.052	314.646	115.987	204.044	49.416	63.083	38.234	62.341	32.773	94.951	607.609	3.328.136	305.253
Total Provisión Deterioro	(18.739)	(5.676)	(10.136)	(11.353)	(12.032)	(13.939)	(11.640)	(39.062)	(22.195)	(41.586)	(452.251)	(638.609)	(60.337)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	1.726.313	308.970	105.851	192.691	37.384	49.144	26.594	23.279	10.578	53.365	155.358	2.689.527	244.916

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 31.12.2020											Total Corriente	Total No Corriente
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días		
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	570.481	20.280	886	43.848	49	1	79	2.325	288	3.042	2.665	643.944	29.555
-Grandes Clientes	76.662	20.098	863	3.946	-	-	-	2.065	-	2.968	-	106.602	29.536
-Clientes Institucionales	55.544	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55.544	-
-Otros	438.275	182	23	39.902	49	1	79	260	288	74	2.665	481.798	19
Provisión Deterioro	(455)	(6)	(3)	-	(1)	-	-	(307)	-	(2.968)	(2.456)	(6.196)	(29.103)
Servicios no facturados	514.703	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	514.703	-
Servicios facturados	55.778	20.280	886	43.848	49	1	79	2.325	288	3.042	2.665	129.241	29.555
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	1.565.241	319.164	123.248	73.214	45.643	42.813	35.677	62.082	30.510	91.245	660.271	3.049.108	324.821
-Clientes Masivos	1.069.469	238.880	90.411	42.427	31.033	30.426	24.545	47.689	19.323	61.763	438.879	2.094.845	262.530
-Grandes Clientes	374.227	58.211	20.058	10.984	8.380	7.597	7.364	10.669	6.000	20.894	142.121	666.505	15.498
-Clientes Institucionales	121.545	22.073	12.779	19.803	6.230	4.790	3.768	3.724	5.187	8.588	79.271	287.758	46.793
Provisión Deterioro	(19.320)	(4.185)	(10.913)	(10.529)	(9.643)	(13.056)	(9.225)	(40.673)	(18.550)	(51.215)	(491.003)	(678.312)	(35.912)
Servicios no facturados	506.230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	506.230	-
Servicios facturados	1.059.011	319.164	123.248	73.214	45.643	42.813	35.677	62.082	30.510	91.245	660.271	2.542.878	324.821
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	2.135.722	339.444	124.134	117.062	45.692	42.814	35.756	64.407	30.798	94.287	662.936	3.693.052	354.376
Total Provisión Deterioro	(19.775)	(4.191)	(10.916)	(10.529)	(9.644)	(13.056)	(9.225)	(40.980)	(18.550)	(54.183)	(493.459)	(684.508)	(65.015)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	2.115.947	335.253	113.218	106.533	36.048	29.758	26.531	23.427	12.248	40.104	169.477	3.008.544	289.361

- Por tipo de cartera:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tipos de Cartera	al 31.03.2021												
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días	Total Corriente	Total No Corriente
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN													
Cartera no repactada	220.625	3.713	380	139.097	28	50	76	1.003	261	5.988	-	371.221	17
-Grandes Clientes	98.500	1.564	16	5.467	-	-	-	935	-	3.229	-	109.711	-
-Clientes Institucionales	57.369	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	57.369	-
-Otros	64.756	2.149	364	133.630	28	50	76	68	261	2.759	-	204.141	17
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26.539
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26.539
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN													
Cartera no repactada	1.409.629	223.985	83.035	53.382	38.647	53.559	30.785	25.648	25.182	617.562	-	2.561.414	156.006
-Clientes Masivos	978.361	162.644	59.052	36.551	25.487	23.100	20.945	15.917	16.660	413.903	-	1.752.620	151.734
-Grandes Clientes	328.016	45.790	16.896	9.318	8.101	6.214	5.666	5.456	5.273	133.633	-	564.363	4.074
-Clientes Institucionales	103.252	15.551	7.087	7.513	5.059	24.245	4.174	4.275	3.249	70.026	-	244.431	198
Cartera repactada	114.798	86.948	32.572	11.565	10.741	9.474	7.373	35.690	7.330	79.010	-	395.501	122.691
-Clientes Masivos	83.463	72.294	26.293	8.690	7.528	6.825	5.751	30.511	5.101	50.925	-	297.381	97.274
-Grandes Clientes	23.005	9.391	3.674	2.146	1.891	1.275	963	4.372	978	15.256	-	62.951	8.083
-Clientes Institucionales	8.330	5.263	2.605	729	1.322	1.374	659	807	1.251	12.829	-	35.169	17.334
Total cartera bruta	1.745.052	314.646	115.987	204.044	49.416	63.083	38.234	62.341	32.773	702.560	-	3.328.136	305.253

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

al 31.12.2020

Tipos de Cartera	al 31.12.2020											Total Corriente	Total No Corriente
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días		
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN													
Cartera no repactada	570.481	20.280	886	43.848	49	1	79	2.325	288	5.707	-	643.944	628
-Grandes Clientes	76.662	20.098	863	3.946	-	-	-	2.065	-	2.968	-	106.602	-
-Clientes Institucionales	55.544	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55.544	-
-Otros	438.275	182	23	39.902	49	1	79	260	288	2.739	-	481.798	628
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28.927
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28.927
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN													
Cartera no repactada	1.444.504	294.453	107.658	62.900	35.884	33.666	27.360	55.695	23.619	664.696	-	2.750.435	196.287
-Clientes Masivos	979.330	221.045	79.769	34.801	23.547	23.670	19.382	43.181	14.971	443.333	-	1.883.029	191.559
-Grandes Clientes	349.489	53.788	17.629	9.207	7.070	6.316	5.195	9.579	4.769	147.615	-	610.657	4.512
-Clientes Institucionales	115.685	19.620	10.260	18.892	5.267	3.680	2.783	2.935	3.879	73.748	-	256.749	216
Cartera repactada	120.737	24.711	15.590	10.314	9.759	9.147	8.317	6.387	6.891	86.820	-	298.673	128.534
-Clientes Masivos	90.140	17.835	10.642	7.626	7.484	6.755	5.164	4.508	4.353	57.309	-	211.816	99.922
-Grandes Clientes	24.737	4.423	2.429	1.777	1.311	1.282	2.169	1.090	1.230	15.400	-	55.848	8.561
-Clientes Institucionales	5.860	2.453	2.519	911	964	1.110	984	789	1.308	14.111	-	31.009	20.051
Total cartera bruta	2.135.722	339.444	124.134	117.062	45.692	42.814	35.756	64.407	30.798	757.223	-	3.693.052	354.376

ANEXO N°2.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

País	COLOMBIA				PERÚ				ARGENTINA				BRASIL				TOTAL			
	al 31.03.2021		al 31.12.2020		al 31.03.2021		al 31.12.2020		al 31.03.2021		al 31.12.2020		al 31.03.2021		al 31.12.2020		al 31.03.2021		al 31.12.2020	
	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 por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.735	51	32.823	19	16.735	51	32.823	19
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	141.696	11.473	61.067	-	56.254	10.804	61.975	12.240	67.537	-	68.720	-	527.909	3.556	779.510	3.952	793.396	25.833	971.272	16.192
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	78.187	11.961	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	78.187	11.961
Total Activo Estimado	141.696	11.473	139.254	11.961	56.254	10.804	61.975	12.240	67.537	-	68.720	-	544.644	3.607	812.333	3.971	810.131	25.884	1.082.282	28.172
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	692	-	677	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.574	-	33.420	-	20.266	-	34.097	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.222.233	-	-	-	1.222.233	-	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	43.725	13.607	30.139	12.246	36.319	9.207	52.233	9.763	35.952	-	38.689	-	687.087	39.449	1.120.722	59.673	803.083	62.263	1.241.783	81.682
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Pasivo Estimado	44.417	13.607	30.816	12.246	36.319	9.207	52.233	9.763	35.952	-	38.689	-	1.928.894	39.449	1.154.142	59.673	2.045.582	62.263	1.275.880	81.682

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Primeros tres meses

País	COLOMBIA				PERÚ				ARGENTINA				BRASIL				TOTAL			
	2021		2020		2021		2020		2021		2020		2021		2020		2021		2020	
	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
RESULTADO																				
Ventas de Energía	148.570	12.029	151.981	7.954	57.985	11.137	51.938	11.656	67.042	-	106.492	-	554.116	4.087	434.024	4.988	827.713	27.253	744.435	24.598
Compras de Energía	46.571	14.267	43.463	11.043	37.437	9.491	53.201	11.221	35.950	-	50.687	-	720.801	41.024	531.992	135.818	840.559	64.782	679.343	158.082

ANEXO N°3 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES

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

miles de dólares estadounidenses - MJ\$\$

Proveedores con pagos al día	al 31.03.2021				al 31.12.2020			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	68.272	329.715	746.858	1.144.845	104.782	469.913	1.321.209	1.895.904
Entre 31 y 60 días	60.735	298.625	164.463	523.823	52.007	233.753	96.755	382.515
Entre 61 y 90 días	99.330	86.975	27.106	213.411	3.877	30.449	15.620	49.946
Entre 91 y 120 días	8.686	29.435	31.316	69.437	373	23.619	124.617	148.609
Entre 121 y 365 días	6.897	12.259	13.405	32.561	6.462	16.912	19.770	43.144
Más de 365 días	-	2.814	96.008	98.822	-	3.075	111.587	114.662
Total	243.920	759.823	1.079.156	2.082.899	167.501	777.721	1.689.558	2.634.780

miles de dólares estadounidenses - MJ\$\$

Proveedores con plazos vencidos	al 31.03.2021				al 31.12.2020			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	934	27.936	21.095	49.965	908	24.552	17.039	42.499
Entre 31 y 60 días	-	-	20.225	20.225	-	-	16.401	16.401
Entre 61 y 90 días	-	-	13.369	13.369	-	-	18.485	18.485
Entre 91 y 120 días	-	-	17.157	17.157	-	-	39.312	39.312
Entre 121 y 365 días	-	-	225.889	225.889	-	-	152.921	152.921
Más de 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	934	27.936	297.735	326.605	908	24.552	244.158	269.618

miles de dólares estadounidenses - MJ\$\$

Detalle de Proveedores	al 31.03.2021				al 31.12.2020			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Proveedores por compra de energía	72.298	55.962	1.242.136	1.370.396	60.184	56.933	1.627.935	1.745.052
Proveedores por compra de combustibles y gas	1.258	6.512	-	7.770	17.410	7.211	-	24.621
Compra de Activos	114.922	23	10.545	125.490	12.693	34.671	12.958	60.322
Cuentas por pagar bienes y servicios	56.376	725.262	124.210	905.848	78.122	703.458	292.823	1.074.403
Total	244.854	787.759	1.376.891	2.409.504	168.409	802.273	1.933.716	2.904.398