

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

correspondientes al periodo terminado

al 30 de junio de 2021

**ENEL AMÉRICAS S.A.
y SUBSIDIARIAS**

Miles de Dólares - MUS\$



Esta hoja está intencionalmente sin contenido

CONTENIDO

I. INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

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



Informe de Revisión del Auditor Independiente

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

Hemos revisado los estados financieros consolidados intermedios de Enel Américas S.A. y Subsidiarias, que comprenden el estado de situación financiera consolidado intermedio al 30 de junio de 2021; los estados consolidados intermedios de resultados integrales por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2021 y 2020; los estados consolidados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el período de seis meses terminados en esas fechas, y sus correspondientes notas a los estados financieros consolidados intermedios.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados intermedios

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados intermedios de acuerdo con NIC 34, "Información Financiera Intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno suficiente para proporcionar una base razonable para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados intermedios, de acuerdo con el marco de preparación y presentación de información financiera aplicable.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es realizar una revisión de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile aplicables a revisiones de estados financieros intermedios. Una revisión de los estados financieros intermedios consiste principalmente en aplicar procedimientos analíticos y efectuar indagaciones a las personas responsables de los asuntos contables y financieros. Es substancialmente menor en alcance que una auditoría efectuada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile, cuyo objetivo es la expresión de una opinión sobre los estados financieros. Por lo tanto, no expresamos tal tipo de opinión.

Conclusión

Basados en nuestras revisiones, no tenemos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera hacerse a los estados financieros consolidados intermedios, mencionados en el primer párrafo, para que estén de acuerdo con NIC 34, "Información Financiera Intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).



Otros asuntos -Estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2020

Con fecha 26 de febrero de 2021, emitimos una opinión sin modificaciones sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 de Enel Américas S.A. y Subsidiarias, en los cuales se incluye el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2020 que se presenta en los estados financieros intermedios consolidados adjuntos, además de sus correspondientes notas.

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

Nolberto Pezzati

KPMG SpA

Santiago, 28 de julio de 2021

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios al 30 de junio de 2021 (no auditado) y 31 de diciembre de 2020

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	Nota	al 30.06.2021	al 31.12.2020
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	1.434.855	1.506.993
Otros activos financieros corrientes	7	216.476	230.279
Otros activos no financieros corrientes	8	835.051	560.786
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	3.523.702	3.234.935
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	10	99.434	46.950
Inventarios corrientes	11	555.627	471.433
Activos por impuestos corrientes	12	188.264	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		6.853.409	6.179.256
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		1.697	-
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		1.697	-
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i>	6.855.106	6.179.256
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	7	3.359.369	2.790.863
Otros activos no financieros no corrientes	8	3.790.116	2.332.856
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	589.819	578.524
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	10	28	32
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13	1.828	2.273
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14	5.099.723	4.524.826
Plusvalía	15	1.623.963	945.512
Propiedades, planta y equipo	16	12.675.128	8.354.672
Propiedad de inversión		7.047	7.942
Activos por derecho de uso	17	248.067	222.420
Activos por impuestos diferidos	18	968.732	994.382
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i>	28.363.820	20.754.302
TOTAL ACTIVOS		35.218.926	26.933.558

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios al 30 de junio de 2021 (no auditado) y 31 de diciembre de 2020

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	al 30.06.2021	al 31.12.2020
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	19	1.403.936	1.825.130
Pasivos por arrendamientos corrientes	20	55.733	51.495
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	23	4.214.665	4.093.576
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	10	657.285	597.122
Otras provisiones corrientes	24	254.221	220.425
Pasivos por impuestos corrientes	12	99.640	222.870
Otros pasivos no financieros corrientes	8	295.033	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		6.980.513	7.277.222
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i>	6.980.513	7.277.222
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	19	5.095.356	3.837.706
Pasivos por arrendamientos no corrientes	20	119.418	91.070
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	23	3.182.997	2.061.475
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	10	642.996	144.391
Otras provisiones no corrientes	24	900.750	833.900
Pasivo por impuestos diferidos	18	841.100	612.953
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	25	1.284.265	1.624.217
Otros pasivos no financieros no corrientes	8	115.212	116.961
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES	<i>[Subtotal]</i>	12.182.094	9.322.673
TOTAL PASIVOS		19.162.607	16.599.895
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	26.1.1	15.799.499	9.763.078
Ganancias acumuladas		5.819.009	5.415.698
Acciones propias en cartera		(272)	-
Otras reservas	26.5	(7.787.329)	(7.072.917)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	<i>[Subtotal]</i>	13.830.907	8.105.859
Participaciones no controladoras	26.6	2.225.412	2.227.804
PATRIMONIO TOTAL		16.056.319	10.333.663
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		35.218.926	26.933.558

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS
**Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza
Por los periodos terminados al 30 de junio de 2021 y 2020 (no auditados)**

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses		abril a junio		
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS		Nota	2021	2020	2021	2020
Ganancia (pérdida)						
Ingresos de actividades ordinarias	27	6.109.297	5.245.308	3.094.960	2.259.972	
Otros ingresos, por naturaleza	27	548.317	455.752	335.748	224.631	
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	<i>[Subtotal]</i>	6.657.614	5.701.060	3.430.708	2.484.603	
Materias primas y consumibles utilizados	28	(4.145.453)	(3.421.387)	(2.070.075)	(1.501.138)	
Margen de Contribución	<i>[Subtotal]</i>	2.512.161	2.279.673	1.360.633	983.465	
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		84.618	72.671	47.906	34.874	
Gastos por beneficios a los empleados	29	(356.777)	(332.611)	(177.342)	(149.973)	
Gasto por depreciación y amortización	30	(456.735)	(426.778)	(235.534)	(203.844)	
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	30	(51)	-	(51)	-	
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinadas de acuerdo con NIIF 9	30	(114.726)	(142.006)	(64.877)	(61.522)	
Otros gastos por naturaleza	31	(547.752)	(548.324)	(280.126)	(245.449)	
Resultado de Explotación	<i>[Subtotal]</i>	1.120.738	902.625	650.609	357.551	
Otras ganancias (pérdidas)		247	385	195	196	
Ingresos financieros	32	209.113	111.395	108.452	31.041	
Costos financieros	32	(447.837)	(329.371)	(248.965)	(143.956)	
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	13	637	2.697	536	2.275	
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	32	65.356	6.944	68.937	34.292	
Resultado por unidades de reajuste	32	44.407	35.770	23.141	17.136	
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	<i>[Subtotal]</i>	992.661	730.445	602.905	298.535	
Gasto por impuestos a las ganancias	18	(448.317)	(254.290)	(346.957)	(132.071)	
GANANCIA (PÉRDIDA)	<i>[Subtotal]</i>	544.344	476.155	255.948	166.464	
Ganancia (pérdida) atribuible a						
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		358.346	297.081	175.066	89.394	
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	26.6	185.998	179.074	80.882	77.070	
GANANCIA (PÉRDIDA)		544.344	476.155	255.948	166.464	
Ganancia por acción básica						
Ganancia (pérdida) por acción básica	US\$ / acción	0,00390	0,00390	0,00163	0,00117	
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		91.768.540.780	76.086.311.036	107.279.889.530	76.086.311.036	
Ganancias por acción diluidas						
Ganancias (pérdida) diluida por acción	US\$ / acción	0,00390	0,00390	0,00163	0,00117	
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		91.768.540.780	76.086.311.036	107.279.889.530	76.086.311.036	

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS
**Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza
Por los periodos terminados al 30 de junio de 2021 y 2020 (no auditados)**

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses		abril a junio	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS	Nota	2021	2020	2021	2020
Ganancia (Pérdida)		544.344	476.155	255.948	166.464
Remediación (pérdidas) del plan de beneficios definidos	25	326.059	34.030	326.059	34.030
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	326.059	34.030	326.059	34.030
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión	2.9	167.458	(2.462.683)	1.162.587	(274.133)
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		(5)	(5)	(2)	(3)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		17.085	(1.442)	33.436	16.489
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		(14.345)	1.406	(14.974)	939
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	170.193	(2.462.724)	1.181.047	(256.708)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	<i>[Subtotal]</i>	496.252	(2.428.694)	1.507.106	(222.678)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		(110.551)	(11.021)	(110.551)	(11.021)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	(110.551)	(11.021)	(110.551)	(11.021)
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		(4.972)	596	(10.288)	(5.299)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	(4.972)	596	(10.288)	(5.299)
Total Otro resultado integral		380.729	(2.439.119)	1.386.267	(238.998)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		925.073	(1.962.964)	1.642.215	(72.534)
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		918.572	(1.870.690)	1.563.413	(177.892)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		6.501	(92.274)	78.802	105.358
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		925.073	(1.962.964)	1.642.215	(72.534)

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado Intermedio
Por los periodos terminados al 30 de junio de 2021 y 2020 (no auditados)

miles de dólares estadounidenses - MUSS

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado	Cambios en Otras Reservas											
	Capital emitido y pagado (1)	Acciones propias en cartera	Reservas por diferencias de cambio por conversión (2)	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	Otras reservas varias	Total Otras reservas (3)	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras (4)	Total Patrimonio Neto
Saldo inicial al 01.01.2020	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												
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	297.081	297.081	179.074	476.155
Otro resultado integral	-	-	(2.190.835)	184	22.882	(2)	-	(2.167.771)	-	(2.167.771)	(271.348)	(2.439.119)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.870.690)	(92.274)	(1.962.964)
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	(322.817)	(322.817)	(259.606)	(582.423)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	(22.882)	-	103.560	80.678	22.882	103.560	59.750	163.310
Total de cambios en patrimonio	-	-	(2.190.835)	184	-	(2)	103.560	(2.087.093)	(2.854)	(2.089.947)	(292.130)	(2.382.077)
Saldo final al 30.06.2020	9.783.875	-	(4.473.990)	(1.150)	-	(689)	(2.903.263)	(7.379.092)	5.471.557	7.876.340	1.987.769	9.864.109
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												
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	358.346	358.346	185.998	544.344
Otro resultado integral	-	-	353.286	(3.063)	210.005	(2)	-	560.226	-	560.226	(179.497)	380.729
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	918.572	6.501	925.073
Emisión de patrimonio	6.036.421	-	-	-	-	-	-	-	-	6.036.421	-	6.036.421
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	(165.040)	(165.040)	(343.632)	(508.672)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	(210.005)	-	(1.064.633)	(1.274.638)	210.005	(1.064.633)	334.739	(729.894)
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera	-	(272)	-	-	-	-	-	-	-	(272)	-	(272)
Total de cambios en patrimonio	6.036.421	(272)	353.286	(3.063)	-	(2)	(1.064.633)	(714.412)	403.311	5.725.048	(2.392)	5.722.656
Saldo final al 30.06.2021	15.799.499	(272)	(3.955.010)	(12.446)	-	(694)	(3.819.179)	(7.787.329)	5.819.009	13.830.907	2.225.412	16.056.319

(1) Ver Nota 26.1

(2) Ver Nota 26.2

(3) Ver Nota 26.5

(4) Ver Nota 26.6

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS
**Estados de Flujo de Efectivo Consolidados Intermedios, Directos
Por los periodos terminados al 30 de junio de 2021 y 2020 (no auditados)**

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis 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		8.667.475	7.426.089
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		19.277	12.535
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		2.841	26.634
Otros cobros por actividades de operación		330.789	364.627
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(5.276.033)	(4.303.669)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(411.191)	(411.324)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(11.209)	(10.778)
Otros pagos por actividades de operación	6.c	(2.163.006)	(2.069.210)
Intereses pagados		(4)	(5.434)
Fujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)			
Impuestos a las ganancias pagados		(433.225)	(352.375)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(26.732)	(106.140)
Fujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		698.982	570.955
Fujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		567.237	43.365
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(559.250)	(57.200)
Préstamos a entidades relacionadas		(604)	-
Compras de propiedades, planta y equipo		(649.397)	(406.863)
Compras de activos intangibles		(479.876)	(339.074)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(16.655)	-
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		6.986	16.688
Cobros a entidades relacionadas		10.447	-
Dividendos recibidos		1.153	2.345
Intereses recibidos		18.297	25.422
Otras entradas (salidas) de efectivo	6.d	1.019.352	(1.363)
Fujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(82.310)	(716.680)
Fujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad		(282)	-
Total importes procedentes de préstamos	6.e	1.460.728	1.216.738
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		783.009	225.640
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		677.719	991.098
Préstamos de entidades relacionadas	6.e	468.783	150.000
Reembolsos de préstamos	6.e	(1.616.602)	(389.794)
Pagos de pasivos por arrendamientos	6.e	(27.015)	(52.408)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	6.e	(247.595)	-
Dividendos pagados		(624.435)	(938.878)
Intereses pagados	6.e	(142.214)	(175.978)
Otras entradas (salidas) de efectivo	6.e	88.459	(2.682)
Fujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(640.173)	(193.002)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(23.501)	(338.727)
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		(48.637)	(195.008)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(72.138)	(533.735)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	6	1.506.993	1.938.997
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	6	1.434.855	1.405.262

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.....	21
2.4	Sociedades subsidiarias.....	23
2.4.1	Variaciones del perímetro de consolidación	23
2.4.2	Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%.....	24
2.5	Entidades asociadas	24
2.6	Acuerdos conjuntos.....	24
2.7	Principios de consolidación y combinaciones de negocio.....	25
2.8	Moneda Funcional.....	26
2.9	Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera.....	27
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS.....	29
a)	Propiedades, planta y equipo.....	29
b)	Propiedad de inversión.....	31
c)	Plusvalía	32
d)	Activos intangibles distintos de la plusvalía.....	32
d.1)	Concesiones.....	32
d.2)	Gastos de investigación y desarrollo	34
d.3)	Otros activos intangibles.....	34
e)	Deterioro del valor de los activos no financieros.....	34
f)	Arrendamientos.....	37
f.1)	Arrendatario	37
f.2)	Arrendador.....	38
g)	Instrumentos financieros.....	38
g.1)	Activos financieros no derivados	38
g.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	40
g.3)	Deterioro de valor de los activos financieros	40
g.4)	Pasivos financieros excepto derivados	41
g.5)	Derivados y operaciones de cobertura.....	42
g.6)	Baja de activos y pasivos financieros.....	43
g.7)	Compensación de activos y pasivos financieros.....	44
g.8)	Contratos de garantías financieras.....	44
h)	Medición del valor razonable.....	44
i)	Inversiones contabilizadas por el método de participación	45
j)	Inventarios.....	46
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.....	46
l)	Acciones propias en cartera.....	47
m)	Provisiones.....	48
m.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares	48
n)	Conversión de saldos en moneda extranjera.....	49
o)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	49
p)	Impuesto a las ganancias	49
q)	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	50
r)	Ganancia (pérdida) por acción.....	52

s)	Dividendos.....	53
t)	Gastos de emisión y colocación de acciones.....	53
u)	Estado de flujos de efectivo.....	53
4.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	54
i.	Marco regulatorio:.....	54
ii.	Límites a la integración y concentración.....	82
iii.	Mercado de clientes no regulados.....	83
5.	COMBINACIONES DE NEGOCIOS BAJO CONTROL COMÚN.....	84
6.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.....	87
7.	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	89
8.	OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS.....	90
9.	CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	92
10.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	95
10.1	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	95
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	95
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	96
c)	Transacciones significativas y sus efectos en resultados:.....	97
d)	Transacciones significativas Enel Américas:.....	97
10.2	Directorio y personal clave de la gerencia.....	98
10.3	Retribución del personal clave de la gerencia.....	100
a)	Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia.....	100
b)	Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.....	101
10.4	Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	101
11.	INVENTARIOS.....	102
12.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.....	102
13.	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	103
13.1	Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	103
14.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.....	105
15.	PLUSVALÍA.....	108
16.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	110
17.	ACTIVOS POR DERECHO DE USO.....	113
18.	IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS.....	115
a)	Impuesto a las ganancias.....	115
b)	Impuestos diferidos.....	116
19.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	120
a)	Préstamos que devengan intereses.....	120
b)	Obligaciones con el Público No Garantizadas.....	124
c)	Obligaciones con el Público Garantizadas.....	127
d)	Deuda de cobertura.....	129
e)	Otros aspectos.....	129
f)	Flujos futuros de deuda no descontados.....	130
20.	PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS.....	132
20.1	Individualización de Pasivos por Arrendamientos.....	132
20.2	Flujos futuros de deuda no descontados.....	134
21.	POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	135
22.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	140
22.1	Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.....	140
22.2	Instrumentos derivados.....	141
22.3	Jerarquías del valor razonable.....	143
23.	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES Y NO CORRIENTES.....	144

24.	PROVISIONES.....	145
25.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	146
25.1	Aspectos generales:.....	146
25.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:	147
25.3	Otras revelaciones:.....	151
26.	PATRIMONIO.....	153
26.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	153
26.2	Reservas por diferencias de cambio por conversión.....	155
26.3	Gestión del capital.....	155
26.4	Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio).....	155
26.5	Otras Reservas.....	156
26.6	Participaciones no controladoras.....	157
27.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.....	158
28.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	159
29.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	159
30.	GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO DE PROPIEDADES PLANTA Y EQUIPOS Y ACTIVOS FINANCIEROS DE ACUERDO A NIIF 9	159
31.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA	160
32.	RESULTADO FINANCIERO.....	161
33.	INFORMACIÓN POR SEGMENTO	163
33.1	Criterios de segmentación	163
33.2	Generación y Transmisión, Distribución y otros.....	165
33.3	Países.....	168
33.4	Generación y Transmisión, y Distribución por países.....	171
34.	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS 177	
34.1	Garantías directas.....	177
34.2	Garantías Indirectas.....	178
34.3	Litigios y arbitrajes.....	179
34.4	Restricciones financieras.....	201
34.5	Contingencia por COVID-19.....	207
34.6	Otras informaciones	208
35.	DOTACIÓN	211
36.	SANCIÓNES	212
37.	MEDIO AMBIENTE.....	217
38.	INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIAS.....	219
39.	HECHOS POSTERIORES.....	221
	ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL AMÉRICAS	222
	ANEXO N°2 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA	226
	ANEXO N°3 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012	229
	ANEXO N°3.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES.....	232
	ANEXO N°3.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE	236
	ANEXO N°4 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES	237

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

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

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 16.571 trabajadores al 30 de junio de 2021. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el primer semestre de 2021 fue de 17.091 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica ver Nota 35.

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 30 de junio de 2021, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 28 de julio de 2021, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), siguiendo los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) N° 34 Información Financiera Intermedia.

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enel Américas y sus subsidiarias al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, y los resultados de las operaciones por los periodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2021 y 2020, y los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los periodos de seis meses terminados al 30 de junio 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	Aplicación obligatoria para periodos 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 periodo 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 periodos 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 (IBOR 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.

Antecedentes

Las IBOR son tasas que se publican diariamente como referencia del interés promedio al que un determinado número de entidades financieras se concederían financiación interbancaria no garantizada en diferentes plazos y monedas.

Ante las preocupaciones originadas por los intentos de manipulación de las tasas de referencia durante los últimos años, los reguladores de todo el mundo iniciaron una reforma radical de estos índices, con el objetivo de aumentar su fiabilidad dentro del sistema financiero internacional. La reforma busca la sustitución de las tasas de interés de oferta interbancaria por tasas de referencia alternativas libres de riesgo (RFR por su sigla en inglés), las cuales se basan en transacciones liquidas del mercado subyacente y no dependen del juicio de expertos.

Enmiendas Fase 1

La primera fase 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 periodo de incertidumbre previo al reemplazo de las IBOR. 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.

Enmiendas Fase 2

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 periodos 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 periodos 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 un contexto de incertidumbre sobre los plazos y procedimientos de transición en los distintos países, el Grupo está finalizando la evaluación del impacto de la reforma en los contratos tras haber delimitado su alcance en cuanto a su número y valor nominal, principalmente contratos de deuda e instrumentos derivados, incluyendo la determinación de fallback rates (tasas de respaldo) para nuevas operaciones. Las modificaciones contractuales comenzarán a implementarse de forma paulatina hacia fines de 2021, aunque esto puede variar dependiendo 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 de los mercados.

Relaciones de cobertura

El Grupo ha evaluado el impacto de la incertidumbre generada por la reforma de las IBOR en las relaciones de cobertura al 30 de junio de 2021, con referencia tanto a los instrumentos de cobertura como a las partidas cubiertas, identificando que la exposición más relevante del Grupo es al USD LIBOR.

Las relaciones de cobertura afectadas por la reforma de las IBOR podrían resultar ineficaces debido a las expectativas de los agentes del mercado sobre el momento en el que se producirá la transición de los índices de referencia basados en el mercado interbancario a tasas alternativas libres de riesgo. Esta transición podría ocurrir en diferentes momentos para las partidas cubiertas y los instrumentos de cobertura y conducir a una ineficacia. Por lo tanto, el Grupo está aplicando las modificaciones a la NIIF 9 emitidas en septiembre de 2019 (Fase 1) a las relaciones de cobertura directamente afectadas por la reforma.

Exposición del Grupo

Al 30 de junio de 2021, la exposición del Grupo, en términos de montos nacionales de los contratos que deben hacer la transición a una tasa de referencia alternativa, desagregados por tipo de instrumento y tasa de interés, es la siguiente:

Millones de dólares estadounidenses			
Nacional al 30.06.2021			
Tipo de tasa	Pasivo financiero no derivados	Derivados	Total
USD LIBOR	1.619	390	2.008

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 periodos 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 Documento de Práctica N°2: <i>Información a Revelar sobre Políticas Contables</i>	1 de enero de 2023
Enmiendas a NIC 8: <i>Definición de Estimaciones Contables</i>	1 de enero de 2023
Enmienda a NIC 12: <i>Impuesto Diferido relacionado con Activos y Pasivos que surgen de una Transacción Única</i>	1 de enero de 2023

> 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 periodo 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 periodos 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. Enel Américas ha decidido no aplicar las enmiendas de forma anticipada.

La Administración estima que la aplicación de estas enmiendas no generará impactos significativos 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 adquiriente 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 periodo anual que se inicie a contar del 1 de enero de 2022. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración estima que la aplicación de estas enmiendas no generará impactos significativos 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 periodo. 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 periodo 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 generará impactos significativos 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 periodo 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 Documento de Práctica N°2 “Información a Revelar sobre Políticas Contables”**

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

Las enmiendas a la NIC 1 requieren que las empresas revelen 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 periodos 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 las revelaciones de 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 periodos 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.

> **Enmiendas a NIC 12 “Impuesto Diferido relacionado con Activos y Pasivos que surgen de una Transacción Única”**

El 7 de mayo de 2021, el IASB emitió modificaciones específicas a la NIC 12 *Impuesto a las Ganancias*, con el objetivo de aclarar cómo las empresas deben contabilizar los impuestos diferidos sobre transacciones tales como arrendamientos y obligaciones de desmantelamiento.

En determinadas circunstancias, las empresas están exentas de reconocer impuestos diferidos cuando reconocen activos o pasivos por primera vez. Anteriormente, existía cierta incertidumbre sobre si la exención se aplicaba a transacciones como arrendamientos y obligaciones de desmantelamiento, transacciones para las cuales las empresas reconocen tanto un activo como un pasivo. Las modificaciones aclaran que la exención no se aplica y que las empresas están obligadas a reconocer impuestos diferidos sobre dichas transacciones.

Las modificaciones son efectivas para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2023, y se permite la aplicación anticipada.

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

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

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

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

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

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

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos no financieros y plusvalías (ver Nota 3.e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.m.1 y 25).
- 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 22).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores (ver Nota 3.q).
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver Anexo 3.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.m).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, y otras estimaciones que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados intermedios (ver Nota 3.p).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.
- Determinación de las pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros (ver Nota 3.g.3).
- En la medición de pasivos por arrendamiento, determinación del plazo de arrendamiento de contratos con opciones de renovación y determinación de la tasa incremental por préstamos del Grupo (ver Nota 3.f).

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 30 de junio 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.

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

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación

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.
- Con fecha 1 de abril de 2021 se produjo la fusión por incorporación de EGP Américas SpA (en adelante "EGP Américas") en Enel Américas, adquiriendo con ello todos los activos y pasivos de EGP Américas, incluyendo el negocio y activos de generación de energía renovables no convencionales que ésta poseía en Centro y Sudamérica (excepto Chile), incorporándose a Enel Américas la totalidad de los accionistas y patrimonio de EGP Américas, la cual, como consecuencia de lo anterior, fue disuelta sin liquidación (ver Nota 5).

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 30.06.2021			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 30.06.2021			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 26.2).

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 periodo (ARS/US\$), de acuerdo a lo establecido por la NIC 21 "Efectos de las variaciones en los tipos de cambio de la moneda extranjera", cuando se trata de una economía hiperinflacionaria. Anteriormente, los resultados de las subsidiarias argentinas se convertían a tipo de cambio medio del periodo, como ocurre para la conversión de los resultados del resto de las subsidiarias en operación en otros países cuyas economías no son consideradas hiperinflacionarias.

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

	Índice General de Precios
Desde enero a diciembre de 2020	36,13%
Desde enero a junio de 2020	13,66%
Desde enero a junio de 2021	25,24%

Los efectos de la aplicación de esta normativa en los presentes estados financieros consolidados intermedios se detallan en la Nota 32.

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 30.06.2021		al 31.12.2020		al 30.06.2020
	Cierre	Medio	Cierre	Medio	Medio
Peso argentino	95,72	95,62	84,15	84,07	70,36
Real brasileño	5,00	5,39	5,20	5,16	4,91
Sol peruano	3,87	3,73	3,62	3,50	3,42
Peso colombiano	3.756,67	3.626,58	3.432,50	3.693,52	3.692,63

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

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

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

a) Propiedades, planta y equipo

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

- Los gastos financieros devengados durante el periodo de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un periodo de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define periodo sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 16.b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 16.b.2).
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 24).

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

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

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

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

Las propiedades, 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	66 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	10 años
Enel CIEN S.A. (Garabi I) (Transporte) (**)	Brasil	2000	22 años	1 año
Enel CIEN S.A. (Garabi II) (Transporte) (**)	Brasil	2002	20 años	1 año

(*) 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 30 de junio 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 8).

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

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

Las subsidiarias de Enel Américas que han reconocido un activo intangible y/o un activo financiero por sus acuerdos de concesión son 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
P.H. Chucas S.A. (Generación) (*)	Costa Rica	2011	20 años	10 años

(*) Se ha reconocido un activo intangible y un activo financiero a valor razonable con cambios en resultados, dado que una parte de los derechos adquiridos por estas subsidiarias son incondicionales (ver Notas 3.g.1 y 7).

(**) Considerando que todos los derechos adquiridos por esta subsidiaria son incondicionales, se ha reconocido únicamente un activo financiero a costo amortizado por esta concesión (ver Notas 3.g.1 y 7).

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

d.2) Gastos de investigación y desarrollo

El Grupo registra como activo intangible en el estado de situación financiera los costos de los proyectos en la fase de desarrollo, siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas.

Los costos de investigación se registran como gasto en el estado de resultados integrales consolidado en el periodo en que se incurran.

d.3) 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	Tasas de crecimiento (g) 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	Tasas de descuento antes de impuestos (*) al 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%

(*) Las tasas de descuento antes de impuestos son calculadas utilizando el método iterativo, mediante el cual se determina la tasa de descuento que asegura que el valor en uso calculado con los flujos de efectivo antes de impuestos es igual al calculado con los flujos de efectivo después de impuestos descontados con la tasa de descuento después de impuestos.

El enfoque utilizado por la compañía para asignar valor a cada hipótesis clave utilizada para proyectar los flujos de caja, considera:

- Evolución de la demanda: la estimación de crecimiento se ha calculado sobre la base de la proyección de incremento del Producto Interior Bruto (PIB), además de otros supuestos utilizados por las compañías respecto a la evolución del consumo, como por ejemplo el crecimiento del número de clientes.
- Precios de compra y venta de energía: se basan en modelos de proyección internos desarrollados específicamente. El precio del "pool" previsto se estima considerando una serie de factores determinantes como son los costos y producciones de las distintas tecnologías y la demanda eléctrica, entre otros.
- Medidas regulatorias: una parte importante del negocio de la compañía está regulado y sujeto a una normativa amplia, que podría ser objeto de modificación, ya sea mediante la introducción de nuevas leyes o por modificaciones de las vigentes, de manera que las proyecciones contemplan la adecuada aplicación del conjunto de normas vigentes y aquellas que se encuentran actualmente en desarrollo y se prevé su vigencia durante el periodo proyectado.
- Capacidad instalada: en la estimación de la capacidad instalada del Grupo se tienen en cuenta las instalaciones existentes, así como los planes de incremento y cierre de capacidad. El plan de inversiones se actualiza de forma continua sobre la base de la evolución del negocio, de normativas de calidad de

servicio que determina el regulador y de cambios en la estrategia de desarrollo de la actividad adoptada por la Administración. En el ámbito de la generación se tienen en cuenta las inversiones necesarias para mantener la capacidad instalada en las condiciones adecuadas de operación, en la actividad de distribución se consideran las inversiones de mantenimiento, mejora y fortalecimiento de la red.

- Hidrología y ERNC: las proyecciones se realizan a partir de series históricas de las condiciones meteorológicas y proyectando, en base a éstas, un año medio.
- Costos de combustibles: para la estimación de los costos de combustibles se toman en consideración los contratos de suministro existentes y se realizan proyecciones a largo plazo de precios de petróleo, gas o carbón, basadas en mercados “forward” y estimaciones disponibles de analistas.
- Costos fijos: se proyectan considerando el nivel de actividad previsto, tanto en lo relativo a evolución de la plantilla (considerando ajustes salariales en línea con el IPC), como a otros costos de operación y mantenimiento, el nivel de inflación proyectado y los contratos de mantenimiento a largo plazo o de otro tipo existentes. También se consideran las eficiencias que el Grupo va adoptando en el tiempo, como por ejemplo aquellas que surgen de las iniciativas de digitalización de procesos internos.
- Se consideran siempre fuentes externas como forma de contrastar las hipótesis relacionadas con el entorno macroeconómico tales como la evolución de precios, crecimientos del PIB, demanda, inflación, tipos de interés y tipos de cambio, entre otras.

La experiencia pasada ha demostrado la fiabilidad de las proyecciones de la compañía, lo que permite basar las hipótesis clave en la información histórica. Durante el periodo 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 periodo 2021 se mantuvieron en un rango razonable de variación respecto a los previstos para dicho periodo. 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 relación a los activos de generación de energías renovables no convencionales de Centro y Sudamérica, integrados en el perímetro de consolidación del Grupo el 1 de abril de 2021 (ver Nota 5), después de haber efectuado un análisis de recuperabilidad de los mismos, se concluyó que no existen indicios que hagan suponer la necesidad de registrar una pérdida por deterioro que pudiese afectar los resultados de Enel Américas.

En el caso de que el monto recuperable de la UGE sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al rubro “Pérdidas por deterioro de valor (Reversiones)” del estado de resultados integrales consolidado. Dicha provisión es asignada, en primer lugar, al valor de la plusvalía de la UGE, en caso de existir, y a continuación a los demás activos que la componen, prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costos de venta, o su valor de uso, y sin que pueda resultar un valor negativo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en periodos anteriores para un activo, distinto de la plusvalía, son reversadas sí, y sólo si, se han producido cambios en las estimaciones utilizadas para determinar el valor del mismo. Si así fuera el caso, se aumenta el valor del activo hasta su monto recuperable con abono a resultados, con el límite del valor en libros que el activo podría haber tenido (neto de amortización o depreciación) si no se hubiese reconocido la pérdida por deterioro en periodos anteriores. En el caso de las plusvalías, las pérdidas por deterioro de valor reconocidas no son reversadas en periodos posteriores.

f) Arrendamientos

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

f.1) Arrendatario

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

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

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

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

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

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

reconoce como costo financiero y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el periodo de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo pendiente del pasivo por arrendamiento.

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

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

f.2) Arrendador

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

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

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

g) Instrumentos financieros

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

g.1) Activos financieros no derivados

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Notas 3.i y 13) y los activos no corrientes mantenidos para la venta (Ver Nota 3.k), en tres categorías:

(i) Costo amortizado:

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones (i) el modelo de negocio que lo sustenta tiene como objetivo mantener los activos financieros para obtener los flujos de efectivo

contractuales y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales de los activos financieros dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que son solamente pagos de principal e intereses (criterio SPPI).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

g.3) Deterioro de valor de los activos financieros

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

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

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

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

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

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

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

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

características de las carteras de clientes en términos de riesgo de crédito, información de vencimientos y tasas de recuperación. 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 retenidos, 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 22.3.

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 periodo sobre el que se informa que el Grupo. Cuando es necesario, se realizan ajustes para alinear las políticas contables con las del Grupo.

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

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

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 27, y Anexo 3.2).

- Otros servicios: principalmente prestación de servicios complementarios al negocio eléctrico, construcción de obras y servicios de ingeniería y consultoría. Los clientes controlan los activos comprometidos a medida que se crean o se mejoran, por lo tanto, la compañía reconoce estos ingresos a lo largo del tiempo en función del grado de avance, midiendo el progreso a través de métodos de producto (desempeño completado a la fecha, hitos alcanzados, etc.) o métodos de recursos (recursos consumidos, horas de mano de obra gastadas, etc.), según sea apropiado en cada caso.
- Venta de bienes: los ingresos por venta de bienes son reconocidos en un determinado momento, cuando el control de dichos bienes ha sido traspasado al cliente, lo cual ocurre generalmente en el momento de su entrega física. Los ingresos son medidos al precio de venta independientes de cada bien, asignando cualquier tipo de contraprestación variable que corresponda.

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

Enel Américas determina la existencia de componentes de financiación significativos en sus contratos, ajustando el valor de la contraprestación si corresponde, para reflejar los efectos del valor temporal del dinero. Sin embargo, el Grupo aplica la solución práctica provista por la NIIF 15, y no ajustará el valor de la contraprestación comprometida

por los efectos de un componente de financiación significativo si la compañía espera, al comienzo del contrato, que el periodo transcurrido entre el pago y la transferencia de bienes o servicio al cliente es de un año o menos.

El Grupo excluye de la cifra de ingresos de actividades ordinarias aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos el pago o comisión a la que espera tener derecho.

Dado que la compañía reconoce principalmente ingresos por el monto al que tiene derecho a facturar, ha decidido aplicar la solución práctica de divulgación prevista en la NIIF 15, mediante la cual no se requiere revelar el monto agregado del precio de la transacción asignado a las obligaciones de desempeño no satisfechas (o parcialmente no satisfechas) al final del periodo sobre el que se informa.

Además, el Grupo evalúa la existencia de costos incrementales de obtener un contrato con un cliente y costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato. Estos costos se reconocen como un activo intangible si se espera su recuperación y se amortizan de manera congruente con la transferencia de los bienes o servicios relacionados. 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 30 de junio 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

Estructura y entes reguladores del Sistema Eléctrico en Argentina

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

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

En el Mercado Eléctrico Mayorista argentino (MEM argentino) hay cuatro categorías de agentes locales (empresas de generación, empresas de transmisión, empresas de distribución y grandes clientes) y dos agentes externos (empresas comercializadoras de generación y empresas comercializadoras de demanda), que están autorizados para comprar y vender electricidad y productos relacionados. El ente autónomo argentino a cargo de la operación del MEM es la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA).

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

Generación

El segmento de generación está compuesto por empresas que son propietarias de centrales de generación eléctrica. Los generadores de electricidad venden su energía al mercado, a un precio establecido por el regulador.

Actualmente la remuneración por ventas de energía y potencia están reguladas por la Resolución SE N°31/2020 y las modificaciones establecidas en la Resolución SE N°440/21, estableciendo 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 periodo trimestral el valor de potencia firme a comprometer por cada unidad, pudiendo discriminar por periodo verano, invierno y resto (se podrán hacer ajustes en el mismo periodo). 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 remuneración de energía se define como la suma de tres componentes: uno en función de la Energía Generada, otro vinculado a la Energía Operada (asociada a la potencia rotante en cada hora) y otro por la energía generada en el mes donde se registren máximos de requerimientos térmicos.

La moneda de remuneración de los generadores fue modificada por la Resolución SE N° 31/2020, llevándola a pesos argentinos al tipo de cambio ARS 60=1 USD, el cual tendría una actualización mensual en función de la evolución del IPC (60%) y el IPIM (40%), publicados por el INDEC, sin embargo, la subsecretaría de energía instruyó a CAMMESA a posponer la actualización, la cual nunca se llevó a cabo, hasta que la Resolución de la Secretaría de Energía N°440 publicada el 21 de mayo de 2021, eliminó el ajuste de la Resolución SE N°31/2020 y estableció que a la remuneración establecida en pesos se le aplicaría un reajuste de un 29%, retroactivo a partir de febrero de 2021 para aquellas generadoras que mediante carta desistan de cualquier reclamo judicial o administrativo respecto a la eliminada fórmula de actualización.

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).

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.

Transmisión

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

Distribución

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

argentina como el máximo costo de la electricidad comprada por los distribuidores que puede ser traspasado a los clientes regulados.

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

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.

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 periodo semestral iniciado el 1° de agosto de 2019, dicho ente mantuviera los cuadros tarifarios vigentes previo al comienzo de dicho periodo para todas las categorías tarifarias. La diferencia que se generara en el valor agregado de distribución (“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.

Pese a que los cuadros tarifarios, tienen una duración quinquenal y sus respectivos mecanismos de ajustes, 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 Poder Ejecutivo Nacional (“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.

El mencionado congelamiento de tarifas, se mantuvo durante todo el año 2020, y parte del año 2021 en virtud de que el PEN emitió con fecha 17 de diciembre de 2020 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. Adicionalmente el DNU 1020, reconoce que en el marco de la aplicación de la Ley N° 27.541, de Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, se ha producido una rebaja tarifaria (producto de la mantención de tarifas en un entorno inflacionario), que eran necesarias para la situación de económica de emergencia, pero de la misma forma establece que se debe efectuar un mecanismo de ajuste de tarifas para garantizar la continuidad de la normal prestación de los servicios, por lo cual establece la obligatoriedad de dar inicio al Proceso de Renegociación Tarifaria Integral cuyo resultado final debe arrojar un Acuerdo Definitivo de Renegociación en un plazo menor a 2 años.

En tanto no se arribe a una RTI definitiva, bajo los nuevos esquemas establecidos por el DNU 1020, se faculta al ENRE a establecer reajustes tarifarios transitorios, para asegurar la estabilidad en la prestación de los servicios.

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).

Finalmente, y a la espera del cuadro tarifario definitivo, el ENRE en su resolución N°106 del 30 de abril de 2021, autorizó a Edesur a un incremento tarifario del 9% a cobrar a los usuarios finales, por sobre el acuerdo tarifario alcanzado en la resolución N°79.

Otros aspectos regulatorios

A través de las DNU N°311, N°543 y N°756, el PEN reglamentó la prohibición de las empresas de servicios públicos, de hacer efectivas suspensiones de servicios a ciertos usuarios, a partir del 1° de marzo de 2020 y hasta el 31 de diciembre de 2020.

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 periodo 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 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 CAMMESA 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. En este mismo sentido con fecha 28 de abril de 2021, la SE emitió la Res. N° 371/2021 que establece los criterios que deberán considerarse en los acuerdos de regularización de obligaciones con el MEM a los que adherirán los Agentes Distribuidores. Lo anterior, en el marco de lo dispuesto por el Artículo 87 de la Ley N° 27.591 de Presupuesto Nacional 2021, que establece el reconocimiento de créditos a favor de los Agentes Distribuidores por hasta cinco veces la factura media mensual del último año o el sesenta y seis por ciento (66%) de la deuda acumulada con CAMMESA al 30 de septiembre de 2020. Asimismo, se podrán acordar e instrumentar mecanismos que promuevan la ejecución de inversiones destinadas a la eficiencia energética y la mejora de la calidad del servicio de distribución de energía eléctrica. Posteriormente, y en este marco, con fecha 14 de mayo de 2021, se instruyó a la SE a prorrogar nuevamente el plazo dispuesto por el Artículo 6° de la Resolución S.E. N°40/2021 hasta el 30 de mayo del 2021 y a aplicar el mismo tratamiento de plazos y tasa reducida a las deudas posteriores al 30 de septiembre del 2020 y hasta el 30 de abril del 2021. Manteniéndose las negociaciones entre dicha Secretaría, los ENTES y las empresas distribuidoras en relación con el régimen de transición.

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.

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 (a a partir de julio de 2021) de las banderas son:

- Bandera tarifa verde: condiciones favorables de generación
- Bandera tarifa amarilla: BRL 1,874 por 100 (kWh)
- Bandera tarifa rojo - nivel 1: BRL 3,971 por 100 (kWh)
- Bandera tarifa rojo - nivel 2: BRL 9,492 por 100 (kWh)

El 29 de junio de 2021, la ANEEL abrió la Consulta Pública nº 41/2021 para abordar el adicional de la Bandera tarifa rojo - nivel 2, debido a la situación excepcional derivada de la escasez de agua.

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.

Con la emisión del normativo, agentes presentaron solicitudes de reconsideración al regulador y esta aceptó, que cambió el normativo, incluyendo la posibilidad que las centrales hidroeléctricas que ya renegociaron el riesgo hidrológico en el 2015, bajo la antigua legislación, puedan hacerlo por el nuevo normativo. El Tribunal Federal de Cuentas - TCU inició una inspección para verificar indicios de ilegalidad durante el rito procesal de esta modificación. Actualmente, el proceso encuentra en curso en el TCU, pero el Ministro de la Corte decidió rechazar la solicitud de medida cautelar para suspender la resolución normativa. Con este rechazo de la medida cautelar, ANEEL podrá proceder con la aprobación de los valores de la compensación del riesgo hidrológico e 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.

Actualmente Enel Green Power Brasil está construyendo 1.508,76 MW de capacidad instalada de proyectos solares (São Gonçalo III) y eólicos (Lagoa dos Ventos III, Morro do Chapéu Sul II, Fontes dos Ventos II, Cumaru e Aroeira), cuyas energías fueron negociadas esencialmente en el mercado libre.

Reglamentación importación de energía:

Ministerio de Minas y Energía publicó nuevas normas para la importación de energía eléctrica - ofertas sin interrupción hasta un límite de seis meses (pueden ser periodos más cortos), ya que se observó seguridad operacional. Esta directriz debe ser deliberada por el Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico - CMSE en base a un estudio que será presentado por el Operador del Sistema. Además de la oferta firme, pueden ocurrir ofertas adicionales en las actuales directrices semanales de importación.

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 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.

Reajuste Tarifario para Enel Distribución Rio 2021

El 09 de marzo de 2021, ANEEL homologó el resultado del reajuste de Enel Distribución Rio, 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.

Reajuste Tarifario para Enel Distribución Ceará 2021

El 22 de abril de 2021, ANEEL aprobó el reajuste tarifario de Enel Distribución Ceará, a partir de esta misma fecha, con efecto medio de +8,95% para los consumidores finales. Al efecto medio a ser percibido por los consumidores en Alta Tensión - AT de +10,21% y de +8,54% para los conectados en Baja Tensión - BT.

Reajuste Tarifario Enel Distribución São Paulo 2021

El 29 de junio de 2021, ANEEL aprobó el reajuste tarifario de Enel Distribución São Paulo a partir del 4 de julio de 2021, con efecto medio de +9,44% para los consumidores finales, +3,67% para los consumidores conectados en la Alta Tensión - AT y +11,38% para los consumidores conectados en la Baja Tensión - BT.

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).

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.

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° 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 del servicio de distribución eléctrica debido a la pandemia de coronavirus (COVID- 19), que estuvo 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.

Resolución Normativa N° 936/2021:

Publicado por ANEEL el pasado 22 de junio, prorroga hasta el 30 de septiembre de 2021 la vigencia de la Resolución Normativa 928/2021, que establece las medidas para la preservación del servicio público de distribución eléctrica como consecuencia de la calamidad pública - coronavirus pandémico (COVID-19).

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 1.031/21 – Capitalización de Eletrobras

La medida provisional para la capitalización de Eletrobras (MP 1031/21) fue aprobada en la Cámara de Diputados y en el Senado Federal. El texto original se mantuvo con la inclusión de algunos temas controvertidos y el proyecto procedió a sanción / veto presidencial el 21/06/2021.

El texto predice la capitalización, mediante suscripción pública de acciones ordinarias, con renuncia al derecho de suscripción por parte del Gobierno Federal, el cual mantendrá una participación accionaria que asegure la preponderancia en las deliberaciones y la facultad de elegir a la mayoría de los administradores de Eletrobras además de tener una “Golden Share” con derecho a veto. El límite por accionista fue restringido hasta un 10% de los votos.

Además, predice la posibilidad de nuevas subvenciones de HPP por 30 años, Revitalización de Cuencas Hidrográficas, Contratación de planta térmica de gas (8GW con inflexibilidad de 70%) y de 2GW de pequeñas centrales hidroeléctricas – SHP en las próximas Subastas A-5 y A-6; entre otros temas.

Ahora, el Presidente tiene plazo hasta el 13/07/21 para definir la promulgación o vetos, que pueden ser totales o parciales.

Medida Provisional 1.055/21 – Adopción De Medidas de Emergencia Para La Crisis Hídrica

El Gobierno Federal ha publicado, en 29 de junio, una Medida Provisional (MP 1.055/21) para adopción de medidas de emergencia para la crisis hídrica experimentada en Brasil. La Medida crea una Cámara de Reglas Excepcionales para la Gestión de la Hidroenergía – CREG, con la participación de algunos Ministerios, con poderes excepcionales y temporarios para la gestión de la crisis.

Además, en alianza con industrias, se está ultimando el diseño de un programa voluntario que incentiva a las empresas a trasladar el consumo de épocas de mayor demanda energética a épocas de menor demanda, sin afectar su producción y crecimiento económico.

La medida provisional será votada en la Cámara de Diputados y luego en el Senado Federal. Si no hay cambios en el Senado, el texto de la Cámara pasará a sanción presidencial o veto. En el caso de cambios en el texto por parte del Senado, el texto regresa a la Cámara de Diputados para otra validación, antes de ser enviado al Presidente de la República, quien puede aprobar plenamente el texto, transformándolo en ley o vetar el texto total o parcialmente.

El MP tiene una vigencia de 60 días, prorrogable por otros 60 días (28/06/21 – 08/09/21). Si hay un receso en este periodo, el plazo se suspende mientras dure el receso.

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.

En 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 Confianza, 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.

En el segundo trimestre de 2021, se destaca la expedición de la Resolución MME 40141 (que modifica la Resolución MME 40590/2019), mediante la cual se definen las condiciones finales para la participación de generadores y comercializadores en la tercera subasta de Contratos de Largo Plazo; podrán participar proyectos FRNCE con capacidad igual o mayor a 5 MW y que estén inscritos en UPME, en fase 2 y deberán contar con concepto de conexión a la red (transmisión nacional o regional) aprobado por la UPME.

Y la expedición también por parte del MME de la Resolución definitiva 40179 "Por la cual se convoca a la subasta de contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica y se definen los parámetros de su aplicación". En esta se definen entre otros, los siguientes aspectos:

- Fecha de adjudicación: a más tardar el 31 de octubre de 2021
- Demanda objetivo: se definirá una demanda objetivo y se revelará en el proceso de subasta junto con los topes, después de recibir las ofertas
- Periodo de Suministro de los contratos: 15 años

- Fecha de inicio de las obligaciones: 1 de enero de 2023
- Mecanismo Complementario: El ministerio definirá mediante acto administrativo la aplicación del mecanismo complementario en caso de no completar la demanda objetivo.

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 proroga 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.

En abril de 2021, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución MME - 410296, ordena el pago del saldo de los subsidios del año 2020 y el abono parcial del primer trimestre del año 2021. Este pago se realizó a finales de abril

En mayo de 2021 la CREG publicó la Resolución CREG 069 de 2021 que resolvió a favor de la CREG el recurso contra la liquidación de la contribución especial para el año 2020, se estableció un plazo de un mes para pagar y en el mes de junio se realizó este pago.

En mayo de 2021, la Comisión expidió el Proyecto de Resolución CREG 037 de 2021, contiene la nueva metodología de remuneración para el servicio de Alumbrado Público

En mayo de 2021, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución No. 00012 de 2021, ordena el pago del saldo de los subsidios del primer trimestre de 2021, en el mes de junio se realizó el pago.

En junio de 2021, mediante la Resolución CREG 068 de 2021 la CREG aprobó la modificación del Plan de inversiones de CODENSA.

En junio de 2021, el Ministerio de Minas expidió la Resolución 40172, establece el incremento máximo tarifario para remuneración de los proyectos para ampliación de cobertura, el cual no será mayor al 1% del cargo de distribución.

d) Costa Rica

Estructura y entes reguladores del Sistema Eléctrico en Costa Rica

Sistema Eléctrico Nacional (SEN): Es el sistema de potencia compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas de generación, la red de transmisión, las redes de distribución, sistemas de almacenamiento de energía y las cargas eléctricas de los usuarios. Conjunto de empresas y equipamientos en territorio nacional interconectados entre sí y regulados por las normas de la Autoridad Reguladora.

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

Los distintos actores del sistema eléctrico costarricense son los siguientes:

El Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) es el encargado de elaborar y coordinar la política pública y los programas relacionados a los sectores ambiental y energía, y en particular los relativos al sector eléctrico que se encuentran a cargo de la Secretaría de Planificación Subsectorial de Energía (SEPSE). La SEPSE es la encargada de formular y promover la planificación energética integral, mediante políticas y acciones estratégicas que garanticen el suministro oportuno y de calidad de la energía, contribuyendo al desarrollo sostenible del país. La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) es la responsable de regular y fiscalizar la calidad y el precio de los servicios públicos de electricidad (Ley N° 7593, arts. 4 y 5). La Ley N°7593 le otorgó a la Aresep, facultades suficientes para ejercer la regulación de los servicios públicos que se brindan en el país, incluidos los de suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), es una empresa estatal que brinda servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Es el mayor generador del país y funciona como comprador único de la energía generada por los generadores privados bajo la ley N° 7200 y N° 7508. Según su ley de creación (Ley N° 449 del 8 de abril de 1949) es el responsable de satisfacer la demanda de energía eléctrica nacional, razón por la cual el ICE posee la mayor capacidad de las plantas generadoras del país, principalmente de carácter hídrico. El Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) es una dependencia del ICE, encargada de hacer el despacho de generación para la satisfacción de la demanda nacional.

Es responsabilidad del Operador del Sistema en coordinación con el ICE, las empresas de distribución con generación propia y las empresas generadoras establecer y mantener un sistema de información que integre los datos sobre la identificación, registro y contabilidad de todos los eventos asociados con los estados operativos, predespacho diario, disponibilidad, programas de mantenimiento, cargabilidad, régimen de falla y seguridad operativa del parque de generación nacional. Para ello, el ICE, las empresas generadoras al amparo de las Leyes 7200, 7508 y 8345, y las empresas distribuidoras con generación propia, están en la obligación de brindar al Operador del Sistema la información necesaria, de sus plantas de generación con una capacidad instalada igual o superior que 5 MW.

Mediante la promulgación de la Ley N°7200 y su complementaria N°7508, se abre la posibilidad que generadores privados con ciertas características específicas puedan construir instalaciones de generación y ofrecer energía al

sistema, manteniendo el ICE el papel de comprador único autorizado de la energía proveniente de las plantas que se instalen bajo este régimen, a través de contratos de largo plazo.

Segmento de Generación

La empresa estatal, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), es el mayor generador del país y funciona como comprador único de la energía generada, pues según su ley de creación es el responsable de satisfacer la demanda de energía eléctrica nacional. A la fecha únicamente las cooperativas de electrificación rural y las empresas municipales pueden vender la energía que generen directamente a los clientes de su área de concesión. La Ley N.º 8345, publicada en el diario oficial La Gaceta N.º 59 de marzo del 2003, autoriza a los consorcios cooperativos y las empresas de servicios públicos municipales para que generen, distribuyan y comercialicen energía a los usuarios ubicados en el área geográfica de cobertura definida en su concesión. Además, las autoriza a suscribir entre ellas y las otras empresas públicas y municipales, convenios de cooperación, inversión y operación conjunta.

Toda empresa que desee generar electricidad con base en la fuente hídrica debe obtener una Concesión de Aprovechamiento de Fuerzas Hidráulicas para Generación Eléctrica del Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET) según lo establece la Ley N.º 8723 publicada en La Gaceta N.º 87 del 7 de mayo de 2009. Adicionalmente, debe obtener una Concesión de Servicio Público de Generación emitida por la ARESEP (en el caso de la Ley N.º 7200), mediante la cual se autoriza la prestación del servicio público de generación de electricidad a un productor privado.

La Ley N.º 7200 (La Gaceta N.º 197 del 18 de octubre de 1990) autoriza la generación privada en Costa Rica, mediante centrales de hasta 20 MW de capacidad instalada y de fuente hidroeléctrica y no convencionales; además, la ley establece que el conjunto de proyectos no debe exceder el 15% de la potencia total de las centrales eléctricas que integran el Sistema Eléctrico Nacional. Y como mínimo, el 35% del capital social de toda empresa que quiera generar electricidad para vender al ICE, debe ser propiedad de ciudadanos costarricenses.

Todo participante deberá contar, como requisito previo, con una elegibilidad aprobada y vigente para participar en el concurso. Esta elegibilidad es otorgada por la Gerencia de Electricidad del ICE con una vigencia de dos años.

Por otra parte, a través de la Ley N.º 7508 (La Gaceta N.º 104 del 31 de mayo de 1995) se incorporó un segundo régimen de participación privada en la generación, que corresponde al segundo capítulo de la Ley N.º 7200. En este régimen, que corresponde a un esquema BOT (Building, Operation and Transfer), se han construido varios proyectos. En esta modalidad las plantas pueden tener una capacidad instalada máxima de 50 MW y el proceso de contratación se hace mediante el sistema de licitación pública. El ICE está autorizado por esta ley a comprar de estas centrales hasta un 15% adicional al autorizado por la Ley N.º 7200, para totalizar un 30% de la capacidad instalada nacional.

El proceso de negociación de contratos de compra-venta de energía con generadores privados, a través de la Ley N.º 7200 y la Ley N.º 7508, se realiza por medio del Proceso Estrategias de Inversión del Centro Nacional de Planificación Eléctrica (CENPE) del ICE.

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

La fijación de tarifas para el ICE y su Sistema de Generación, está regida por la Ley N.º 7593 que establece que las tarifas que fije la ARESEP se basarán en el principio de servicio al costo, definido como el “principio que determina la

forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad”.

La metodología tarifaria general se basa en calcular un costo promedio contable, al cual se le adiciona un porcentaje de utilidad, llamado también rédito para el desarrollo.

En la práctica esta metodología implica igualar los ingresos con los costos económicos, donde estos últimos, a diferencia de los costos puramente contables, incluyen una utilidad razonable y justa acorde con el capital invertido. Los gastos comprenden además los gastos de operación y mantenimiento, el gasto por depreciación, los gastos administrativos y cualquier otro gasto asociado al suministro efectivo del servicio público, con el principio de que todo gasto incluido en el cálculo de tarifas debe ser útil y utilizado; es decir, necesario para el suministro efectivo del servicio público de que se trata y tratarse de un gasto efectivamente realizado. El Instituto Costarricense de Electricidad está obligado por ley a presentar al menos un estudio tarifario al año, en el cual se incluye una justificación detallada de cada uno de los rubros señalados anteriormente.

Incentivos para la generación con fuentes renovables no convencionales

La legislación costarricense solo autoriza la generación privada con base en fuentes renovables: hidroeléctrica, eólica, solar o biomasa. El mayor generador del país, el ICE, tiene una política muy definida con respecto a la planificación eléctrica del país, la cual, debe buscar, hasta donde le sea posible, la máxima utilización de recursos renovables para la generación de electricidad, especialmente de origen hidráulico, según se le ordena en el artículo N.º 1 de su ley de creación.

Segmento de Transmisión

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

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

Segmento de Distribución

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

Este traslado a tarifas no genera pérdidas económicas ni riesgos financieros para las empresas distribuidoras ya que al fijarse las tarifas bajo el principio regulatorio de “Servicio al Costo”, las mismas incluyen el costo de generación de la electricidad que se distribuye.

e) Guatemala

Estructura y entes reguladores del Sistema Eléctrico en Guatemala

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

El operador del sistema y del mercado funcionan como una empresa privada sin fines de lucro denominada Administrador del Mercado Mayorista (AMM), el cual tiene como funciones la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado, garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica (en general administrar y coordinar el Mercado Mayorista); lo anterior mediante el Reglamento del AMM y sus Normativas.

El subsector energético en Guatemala está regido por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) como parte del Estado. También es el encargado de aplicar la Ley General de Electricidad (LGE), y su cumplimiento.

La Ley determina que el mercado eléctrico lo conforma un mercado regulado (distribuidores y usuarios del servicio eléctrico que no cumplen con el mínimo de demanda de potencia establecido por el MEM) y el mercado mayorista (MM).

El Mercado Mayorista es administrado por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y está conformado por los generadores, transportistas, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y grandes usuarios.

La Ley también señala el marco institucional del subsector eléctrico, conformado por un ente rector (MEM), un ente regulador (CNEE) y un ente operador del sistema y del mercado eléctrico (AMM).

El CNEE vela por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios, definir tarifas de transmisión y distribución, así como la metodología para el cálculo del precio de la electricidad, entre otros.

Es decir, las generadoras de energía son ajenas a las tarifas de electricidad y de distribución que se aplican a los usuarios regulados. Por ley, las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación son definidas por la CNEE.

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

Además, la Ley General de Electricidad establece (artículo 7) la separación de funciones en la actividad eléctrica. Las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica se deben realizar a través de empresas diferentes.

Físicamente el sistema eléctrico está conformado por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el cual está integrado por el Sistema Nacional Interconectado (SNI) y algunos sistemas aislados. La operación del SNI y todos sus elementos eléctricos es una de las responsabilidades del Administrador del Mercado Mayorista (AMM) estando regido por las Normas de Coordinación Comercial y Normas de Coordinación Operativa. Estas Normas son un conjunto de disposiciones y procedimientos que tienen por objeto garantizar la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI), para abastecer la demanda a mínimo costo, manteniendo la continuidad y la calidad del servicio. Estas son aprobadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

Segmento de Generación

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

En el Mercado Mayorista, se transan dos productos:

1. Potencia: Se liquida de manera mensual.
2. Energía: Se liquida de forma horaria.

El mercado eléctrico guatemalteco es un mercado de costos, por lo que la asignación de los productos que se transan se realiza conforme al Costo Variable de Generación (CVG) declarado por las centrales generadoras conectadas al SNI. El mercado posee las siguientes premisas para su funcionamiento:

1. Demanda Firme y Oferta Firme Eficiente: Es obligatorio para los participantes consumidores tener contratada su demanda de potencia por la duración de un año, por lo que anualmente el AMM calcula la Demanda Firme (DF), la cual debe ser cubierta con Oferta Firme Eficiente (OFE), ésta es asignada a los participantes generadores para poder vender la potencia que poseen en contratos para cubrimiento de DF. La OFE también es determinada por el AMM, se calcula a través de la modelación de un despacho de largo plazo (dos años) y se determina en función de la potencia efectiva aportada al SNI por cada central generadora; y la disponibilidad que tuvo al ser convocada durante el Año Estacional previo.

2. Despacho económico de generación: El mercado de oportunidad de la energía se programa diariamente preservando el principio de ser un mercado de costos. Las centrales generadoras deben presentar información periódica respecto a su CVG, lo cual se utiliza para realizar una lista de mérito hasta cubrir la demanda del SNI, reservas y compromisos internacionales (contratos firmes). Este mercado es optimizado mediante un despacho económico que consiste en utilizar la oferta disponible (energía y potencia) para abastecer la demanda prevista (energía y potencia) en un periodo determinado minimizando el costo total de operación. Cada hora se optimiza el despacho de generación, donde uno de sus resultados es el Precio de Oportunidad de la Energía (POE) o precio spot, determinado a través del CVG de la unidad generadora marginal (la última central generadora necesaria para cubrir la demanda y reservas del SNI).

3. Servicios de transmisión: Incluyen el peaje (fijado por CNEE), y se liquida conforme lo establecido en las Normas de Coordinación Comercial.

4. Servicios complementarios: Los principales contemplan las reservas operativas para regulación de frecuencia (primaria, secundaria y terciaria). De igual forma, se considera el control de potencia reactiva y tensión y el arranque en negro.

5. Generación Forzada: Es toda la generación que fuera del despacho económico, se programa para cumplir requerimientos de seguridad, calidad del servicio, exportaciones, entre otros.

6. Otros cargos: Cargos de habilitación para poder realizar transacciones en el Mercado Mayorista (cuota AMM) y cargos de habilitación para transacciones en el MER, principalmente los correspondientes a las instituciones regionales (EOR y CRIE).

Segmento de Transmisión

El sistema de transporte está conformado por el sistema principal y el sistema secundario.

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

Segmento de Distribución

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

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

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), en cumplimiento de las funciones que le asigna la Ley General de Electricidad, referentes a definir las tarifas finales de los usuarios del servicio de energía eléctrica, publica las Resoluciones, mediante las cuales aprueba, el Estudio Tarifario del Valor Agregado de Distribución (EVAD) y los correspondientes Pliegos Tarifarios para la Tarifa No Social y Tarifa Social, que serán cobrados a los usuarios finales.

f) Panamá

Estructura y entes reguladores del Sistema Eléctrico en Panamá

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

La ley 6 de febrero de 1997 y sus modificaciones, establece el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad. La Ley establece que las actividades de Transmisión, Distribución, Comercialización

y Generación de energía eléctrica son reguladas. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) es la entidad encargada de regular, fiscalizar y asegurar la excelencia en la prestación de los servicios públicos, garantizando tanto las empresas reguladas como a los clientes y/o usuarios finales, el cumplimiento de la normativa legal vigente, respetando sus derechos y haciendo efectivo el correcto cumplimiento de sus obligaciones

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

Esta obligación de contratar se realiza en el Mercado de Contratos mediante procesos de concurrencia efectuados desde el 2009 por ETESA, sociedad anónima bajo las Leyes de la República de Panamá y empresa 100% estatal, de acuerdo a lo que establece la Ley, las normas y procedimientos que regula la ASEP.

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

Para el funcionamiento del Mercado eléctrico panameño, se tiene establecida Reglas Comerciales y Operativas que deben cumplir todos los agentes del Mercado.

Segmento de Generación

Los Participantes Productores, conformados por los generadores, autogeneradores y cogeneradores ubicados en la República de Panamá; los distribuidores cuando venden excedentes de generación propia a terceros tienen diversas opciones para participar en el mercado panameño:

Mercado de corto plazo o spot

El Mercado Ocasional es el ámbito donde se realizan transacciones comerciales de energía horaria de corto plazo, que permiten despejar los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia de los apartamientos entre los compromisos contractuales y la realidad del consumo y de la generación.

El Costo Variable de cada unidad aplicable al despacho está dado por:

- a) El Costo Variable de operación para la generación térmica definido en el Reglamento de Operación y es declarado por cada agente. Los costos variables térmicos dependen de los precios de combustible, transporte y operación y mantenimiento.
- b) El valor del agua para las centrales hidroeléctricas de embalse, calculado por el CND de acuerdo a lo que se establece en las Reglas Comerciales y las reglas técnicas y operativas del Reglamento de Operación y las metodologías de detalle. Este valor del agua depende de un análisis estocástico realizado por el operador donde se toman en cuenta todas las variables del sistema: proyección de caudales, mantenimientos de plantas, red de transmisión, etc.

c) El precio ofertado de importación en la interconexión, que para el caso de los contratos será el declarado al CND por el Participante Nacional, y para el caso de la importación de ocasión será el informado por el Ente Operador Regional (EOR).

d) El precio ofertado por autogeneradores y cogeneradores que venden excedentes. Estos Costos Variables son auditados por el CND en su calidad de Operador del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y Administrador del Mercado Mayorista de Electricidad.

El Costo Marginal del Sistema (CMS) corresponde al Costo variable de la última unidad en ser llamada al despacho para atender la demanda del sistema sin restricciones de transmisión.

Mercado de Contratos

Las contrataciones de potencia y/o energía están reglamentadas por la ASEP a través de las Reglas de Compra (Aprobado mediante Resolución AN No. 991-Elec de 11 de julio de 2007 y sus modificaciones).

Mediante los contratos de suministros se pueden establecer compromisos exclusivamente de potencia, de energía o de potencia y energía.

La contratación de potencia a través de un Contrato de Suministro es una reserva de Potencia Firme de largo plazo con compromiso de disponibilidad, dedicada, ante faltantes, prioritariamente al cubrimiento del abastecimiento de la parte compradora.

El Contrato de Suministro para la entrega de Potencia Firme de Largo Plazo puede definir una cantidad de potencia contratada variable a lo largo del periodo de la vigencia del contrato. El contrato deberá identificar claramente la potencia contratada para cada día de vigencia. El Participante Productor que vende potencia en un Contrato de Suministro asume el compromiso de que existe la potencia instalada contratada, con un mantenimiento adecuado para cumplir los requisitos de disponibilidad acordados en el contrato.

La contratación de la energía tiene como objetivo estabilizar o acotar el precio futuro de la energía, para evitar la volatilidad del precio del mercado ocasional. Pero no impone restricciones ni obligaciones en la operación física. La parte vendedora asume un compromiso de entrega de energía, pero no una obligación de producción propia, ya que los contratos son financieros. La parte compradora asume un compromiso de pago por un bloque de energía, con prioridad de uso para consumo propio y venta de los excedentes de oportunidad.

Mercado de generación para los clientes libres

En Panamá, se considera Gran Cliente a toda persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 100 kW por sitio, cuyas compras de energía se pueden realizar en el mercado mayorista de electricidad (gran cliente habilitado) o acogerse a las tarifas reguladas de las distribuidoras. Hasta junio de 2014 la regulación permitía la compra de potencia y energía directamente, y los grandes clientes habilitados en ese entonces pudieron mantener a futuro dicha condición.

A partir de julio de 2014, los grandes clientes habilitados tienen la opción de negociar libremente los términos y condiciones de suministro de energía con un Agente Productor y/o comprar energía en el Mercado Ocasional, mientras que la potencia debe adquirirla a la empresa de distribución a la tarifa aprobada.

Incentivos para la generación con fuentes renovables no convencionales

Para el fomento de pequeñas plantas generación utilizando fuentes nuevas, renovables y limpias, se han establecido incentivos en la Ley, que propone varios beneficios como lo son la exoneración del cargo por distribución y transmisión a centrales mini hidroeléctricas, geo termoeléctricas y sistemas de centrales con otras fuentes nuevas, renovables y limpias con capacidad instalada menor a 10 MW cuando vendan en forma directa o en el mercado ocasional. Además, las plantas con capacidad entre 10 y 20 MW, pagan la mitad de los cargos por distribución y transmisión.

Otro de los incentivos que otorga la citada Ley es la exoneración de impuestos de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes; así como del Impuesto de Transferencia de Bienes Muebles y Prestación de Servicios, para la construcción, operación y mantenimiento de centrales de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta 500 kW de capacidad instalada.

Adicionalmente, existe un incentivo fiscal de exoneración del pago del Impuesto Sobre la Renta, durante los primeros diez años contados a partir de la entrada en operación comercial del proyecto equivalente hasta el veinticinco por ciento (25%) de la inversión directa en el respectivo proyecto, con base a la reducción de toneladas de emisión de dióxido de carbono (CO₂) equivalentes por año calculados por el término de la concesión o licencia, el cual puede ser utilizado en un 100% (para plantas con capacidad instalada menor a 10 MW) o en un 50% (para plantas con capacidad instalada mayor a 10 MW).

Segmento de Transmisión

El sistema de transmisión está formado principalmente por tramos de líneas de 230 y 115 kilovoltios. La prestación del Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica en alta tensión en forma no discriminatoria, continua, regular y eficiente; está a cargo de ETESA de acuerdo a la Ley 6 de 3 febrero de 1997. Dicha empresa se rige por las disposiciones de sociedad anónima y de derecho privado, siendo su capital accionario 100% propiedad del Estado.

La operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) está a cargo del CND, dependencia de ETESA, el cual también presta el servicio de administrador del Mercado Mayorista de Electricidad.

Segmento de Distribución

El servicio de distribución comprende las actividades de transporte de la energía por las redes de distribución, la entrega de la energía a los clientes finales y la comercialización a los clientes. La distribución es una actividad monopólica, por lo tanto, es regulada.

Las ventas de electricidad a clientes finales son retribuidas por medio de tarifas reguladas. Estas tarifas cubren los costos en que incurre cada empresa de distribución, para prestar el servicio a cada categoría de cliente, de acuerdo con las características propias de su consumo de energía.

El valor agregado de distribución está constituido por los siguientes costos: administración, operación y mantenimiento del sistema de distribución, una tasa razonable de rentabilidad que remunera sus inversiones y sus activos y la depreciación sobre los activos de la distribuidora.

El costo de comercialización está compuesto, entre otros, por los costos que cubren la administración, medición, facturación y cobro a los clientes.

g) Perú

Estructura y entes reguladores del Sistema Eléctrico en Perú

Las principales leyes que regulan el mercado eléctrico peruano son La Ley de concesiones N°25.844 y la Ley N°28.832 para el asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica.

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.

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 se derogó 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. Cabe señalar que mediante el Decreto Supremo N° 039-2021-PCM, publicado el 04 de marzo del 2021, se aprobó el Reglamento de la Ley N° 31112.

Segmento de Generación

La Ley N°28832 regula 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.

Adicionalmente establece 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.

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 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.

Mediante la Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 092-2021-OS/CD, publicado 03 de mayo del 2021, se aprueba la modificación el Procedimiento Técnico del COES N° 31 “Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación”, aprobado mediante Resolución N° 156-2016-OS/CD. Dicha norma cambia la declaración de precios de gas natural por precios auditados que incluyen toda la cadena de gas natural (producción, transporte y distribución).

Mediante el Decreto Supremo 012-2021-EM, publicado el 19 de mayo del 2021, se aprueba el Reglamento para optimizar el uso del Gas Natural y crea el Gestor del Gas Natural. Este reglamento tiene como objetivo regular las operaciones en el Mercado Secundario de Gas Natural para asegurar el uso eficiente del gas natural, siendo que se encarga de manera temporal (hasta que se contrate una entidad privada) la función del Gestor a la Dirección General de Hidrocarburos.

Segmento de Transmisión

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

Algunas empresas de generación y de distribución también operan sistemas de subtransmisión a nivel de la transmisión.

Energías Renovables No Convencionales

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.

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.

La Resolución OSINERGMIN N° 144-2019-OS/CD modificó 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 Resolución Ministerial N° 096-2021-MINAM, publicado el 07 de junio del 2021, se aprueba el “Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático del Perú: un insumo para la actualización de la Estrategia Nacional ante el Cambio Climático”.

Segmento de Distribución

Al ser reconocido como un monopolio natural, está sujeto a regulación de la tarifa que cobra por energía y potencia, su rentabilidad, entre otros aspectos relevantes a nivel técnico y económico. La regulación del sector, y la tarifa regulada, se aplica a pequeños y medianos consumidores, que a su vez es ejercida por empresas de distribución que deben obtener su concesión, y para sus clientes regulados deben obtener su energía a través de contratos de licitación, lo que no aplica en el denominado “mercado libre”, que es donde participan grandes mineras o compañías industriales que negocian el precio de la energía eléctrica directamente con las empresas distribuidoras.

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.

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.

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 periodo tarifario de 2018, la empresa modelo eficiente se construye individualmente para cada distribuidora con más de 50.000 clientes.

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".

Otros aspectos regulatorios

Mediante el D.S. N° 044-2020-PCM, el D.S. N° 184-2020-PCM y sus normas modificatorias, se declaró el Estado de Emergencia Nacional el cual ha sido prorrogado hasta el 31 de julio de 2021 ante el brote del Coronavirus en el territorio nacional. Durante dicho periodo 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 asociado al D.S N° 044-2020-PCM.

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.

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

El concepto de Mercado Eléctrico Centro Americano implica dos componentes:

- a) La creación y puesta en marcha de un Mercado Eléctrico Regional (MER), mercado mayorista supranacional que sirva de base para la inversión en el sistema integrado de transmisión; y
- b) El desarrollo y construcción del primer sistema de transmisión regional, cubriendo desde Panamá hasta Guatemala, para permitir el funcionamiento físico del MER. Con este mercado en funcionamiento se atrajo la inversión privada requerida para la expansión de los parques de generación y las redes de distribución, estimular la actividad económica y el comercio intrarregional en América Central. De acuerdo con los fines recogidos en el Tratado Marco que le da origen, el MER persigue beneficiar a los habitantes de los países miembros, mediante el abastecimiento económico y oportuno de electricidad y la creación de las condiciones necesarias que propicien una mayor confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región.

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

cumplimiento de los objetivos del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, y de coordinar la interrelación con el resto de los organismos regionales.

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

- En el Mercado se realizan transacciones comerciales de electricidad mediante intercambios de oportunidad producto del despacho económico regional y mediante contratos entre los agentes del mercado.
- Los agentes del Mercado, a excepción de los transmisores, pueden comprar y vender energía eléctrica libremente, sin discriminación de ninguna índole, garantizándose el libre tránsito de energía eléctrica por las redes en los países miembros del MER.
- Los agentes del Mercado pueden instalar sus plantas de generación en cualquiera de los países (exceptuando Costa Rica que actualmente solo reconoce como agente regional al Instituto Costarricense de Electricidad) miembros del MER para la comercialización a nivel regional de la energía producida.

Los agentes del Mercado tienen libre acceso a las redes de transmisión regional y nacional, definiéndose la transmisión regional como el transporte de energía a través de las redes de alta tensión que conforman la Red de Transmisión Regional (RTR).

El MER es un mercado con reglas propias, independiente de los mercados nacionales de los países miembros, cuyas transacciones se realizan a través de la infraestructura de la RTR que incluye las redes nacionales. Las transacciones de energía en el MER se realizan en dos tipos de mercado:

Mercado de Contratos Regional: conformado por el conjunto de contratos de inyección y retiro de energía eléctrica en el MER, instrumentados entre agentes. Los contratos pueden ser, en función de su prioridad de suministro, Contratos Firmes o Contratos No Firmes Físico Flexibles (CNFFF).

Es importante mencionar que los Contratos Firmes requieren indispensablemente tener Derechos Firmes (DF) de Transmisión. Los Derechos Firmes asignan a su titular durante un periodo de validez el derecho, pero no la obligación, de inyectar potencia en un nodo y a retirarla en otro nodo de la RTR. Dependerá básicamente de la capacidad operativa de la red de transmisión regional, para lo cual se realizan subastas de tipo anual y mensual donde los Agentes registrados en el Mercado Eléctrico Regional podrán ofertar para adquirirlos.

El cálculo de los Precios Mínimos para la asignación de los Derechos Firmes es realizado por el EOR, cumpliendo con la metodología vigente. En los casos que dos o más ofertas de Derechos Firmes tengan los mismos nodos de inyección y retiro de la RTR, la asignación será el resultado del modelo de optimización establecido.

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

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

Mercado de Oportunidad Regional: mercado de corto plazo, basado en ofertas diarias de inyección y retiro de energía eléctrica para cada periodo de Mercado (el periodo de Mercado es de una hora), en los nodos habilitados

comercialmente de la RTR. Comprende las transacciones de oportunidad programadas con un día de antelación a la operación, y las que se producen derivadas de las desviaciones en tiempo real de las inyecciones y retiros programados para cada periodo horario.

Sistema de Interconexión Eléctrica para los países de América Central (“SIEPAC”)

El sistema de Interconexión Eléctrica para los países de América Central consiste en la infraestructura de transmisión de 230 kV a través de los 1.800 kilómetros que atraviesa los países de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, con una capacidad de transmisión de 300 MW.

El SIEPAC ha sido desarrollado por la Empresa Propietaria de la Red (“EPR”), cuyos accionistas son mayoritariamente las empresas eléctricas estatales de cada uno de los países que los conforman e intereses minoritarios de capitales privados.

ii. Límites a la integración y concentración

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

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. En efecto, en Argentina y Colombia hay restricciones específicas para que las compañías generadoras o distribuidoras puedan ser accionistas mayoritarias de empresas de transmisión. En el caso de Centroamérica, a la fuerte concentración estatal de Costa Rica, se suma Panamá en donde la actividad de transmisión está concentrada en solo una Compañía que es de propiedad del Estado.

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

Por otro lado, para la actividad de generación se establecen dos criterios, uno que revisa los límites de participación en función de la concentración del mercado (índice HHI) y el tamaño de los agentes según su Energía Firme, y otro que revisa condiciones de pivotalidad en el mercado según la disponibilidad de los recursos frente a la demanda del sistema. Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a la Ley de Servicios Públicos

de 1994, únicamente pueden desarrollar actividades complementarias de generación-comercialización y distribución-comercialización. Finalmente, en el caso de Brasil, con los cambios en el sector eléctrico derivados de la Ley N° 10.848/2004 y del Decreto N° 5.163/2004, la ANEEL fue gradualmente perfeccionando el reglamento, eliminando los límites a la concentración, por no ser más compatible con el entorno regulatorio vigente. En el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización del regulador.

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
Costa Rica	No Aplicable (2)
Guatemala	>100 kW
Panamá	>100 kW
Perú	>200 kW (3)

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

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

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

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

5. COMBINACIONES DE NEGOCIOS BAJO CONTROL COMÚN

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

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

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

i) Aumento de capital

Mediante junta extraordinaria de accionistas (la “Junta”) celebrada con fecha 18 de diciembre de 2020, los accionistas de la Sociedad aprobaron la Fusión. Asimismo, con el fin de materializar la operación, la Junta aprobó aumentar el capital de Enel Américas en la suma de US\$ 6.036.419.845, mediante la emisión de 31.195.387.525 nuevas acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal, las que quedarían íntegramente suscritas y pagadas con cargo a la incorporación del patrimonio de EGP Américas, como sociedad absorbida, una vez que la Fusión surtiera efecto. Para este propósito, se entregaría 0,41 acciones de Enel Américas por cada acción de EGP Américas que tuviere el único accionista de ésta última, sin considerar fracciones de acciones (ver nota 26.1).

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

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

- Enel Green Power Brasil Participacoes Ltda.
- Enel Green Power Costa Rica S.A.
- Enel Green Power Colombia S.A.S ESP.
- Enel Green Power Guatemala S.A.

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

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

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

ii) Derecho a retiro.

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

iii) Oferta Pública de Adquisición de Acciones

En conexión con la fusión, con fecha 15 de marzo de 2021 se informó comunicación divulgada por, Enel SpA, mediante la cual ésta anunció formalmente el inicio de la oferta pública voluntaria para la adquisición de hasta 7.608.631.104 acciones emitidas por Enel Américas S.A. (incluyendo acciones representadas por American Depositary Shares "ADSs") equivalentes a un 10% del capital social a esa fecha (la "Oferta"). Esta Oferta se inició el 15 de marzo y concluyó el 13 de abril del año en curso, que resultó en la adquisición por parte de Enel SpA de 6.903.312.254 acciones (incluidas 705.246.850 acciones representadas por 14.104.937 ADSs).

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

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

miles de dolares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	al 01.04.2021	PASIVOS	al 01.04.2021
ACTIVOS CORRIENTES		PASIVOS CORRIENTES	
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.022.668	Otros pasivos financieros corrientes	82.246
Otros activos financieros corrientes	30.763	Pasivos por arrendamientos corrientes	3.330
Otros activos no financieros corrientes	214.326	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	229.345
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	132.704	Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	309.110
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	203.814	Otras provisiones corrientes	1.160
Inventarios corrientes	12.846	Pasivos por impuestos corrientes	13.967
Activos por impuestos corrientes	16.804	Otros pasivos no financieros corrientes	23.802
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	1.697	PASIVOS CORRIENTES TOTALES [Subtotal]	662.960
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES [Subtotal]	1.635.622		
ACTIVOS NO CORRIENTES		PASIVOS NO CORRIENTES	
Otros activos financieros no corrientes	164.550	Otros pasivos financieros no corrientes	843.254
Otros activos no financieros no corrientes	47.805	Pasivos por arrendamientos no corrientes	27.762
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	23.081	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	21.315
Activos intangibles distintos de la plusvalía	333.605	Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	134.333
Plusvalía	587.357	Otras provisiones no corrientes	28.990
Propiedades, planta y equipo	3.952.409	Pasivo por impuestos diferidos	91.753
Activos por derecho de uso	31.039	Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	1.237
Activos por impuestos diferidos	67.780	Otros pasivos no financieros no corrientes	8.590
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES [Subtotal]	5.207.626	TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES [Subtotal]	1.157.234
TOTAL ACTIVOS	6.843.248	TOTAL PASIVOS	1.820.194
		TOTAL ACTIVOS NETOS ADQUIRIDOS	5.023.054

6. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

- a) La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	al 30.06.2021	al 31.12.2020
Efectivo en caja	766	308
Saldos en bancos	795.474	641.870
Depósitos a corto plazo	580.582	749.671
Otros instrumentos de renta fija	58.033	115.144
Total	1.434.855	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 30.06.2021	al 31.12.2020
Peso chileno	2.139	638
Peso argentino	40.668	65.480
Peso colombiano	261.860	381.754
Real brasileño	659.695	741.281
Sol peruano	171.573	147.458
Dólar estadounidense	298.673	170.335
Euro	247	47
Total	1.434.855	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\$

Otros pagos de actividades de operación	Primeros seis meses	
	2021	2020
Pagos por otros impuestos (IVA, ICMS, PIS/COFINS, Impuestos a las ventas, Impuestos aduaneros, impuestos transferencias bancarias) (1)	(1.312.840)	(1.348.041)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Codensa Hogar (2)	(231.536)	(167.448)
Pagos por la cuenta de desarrollo energético (CDE) (3)	(405.492)	(382.687)
Otros pagos varios de actividades de operación (4)	(213.138)	(171.034)
Total otros pagos por actividades de operación	(2.163.006)	(2.069.210)

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

- ICMS: Es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte. Los pagos por concepto de ICMS fueron MUS\$ 1.066.421 y MUS\$ 1.060.703 por los periodos terminados el 30 de junio 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\$ 177.120 y MUS\$ 223.604 por los periodos terminados el 30 de junio de 2021 y 2020, respectivamente.
- Pagos por impuestos a las ventas en Perú por MUS\$ 35.706 y MUS\$ 44.597 por los periodos terminados el 30 de junio 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) A continuación se presenta el detalle de otras entradas (salidas) de efectivo del flujo de inversión:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Otras entradas (salidas) de actividades de inversión	al 30.06.2021	al 31.12.2020
Efectivo y equivalentes al efectivo fusión con EGP Américas (1)	1.022.668	-
Otra entradas (salidas)	(3.316)	(4.369)
Total otras entradas (salidas) de actividades de inversión	1.019.352	(4.369)

- (1) Saldo inicial de efectivo y equivalentes al efectivo producto de la incorporación de EGP Américas en Enel Américas (ver Nota 5).

e) 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 30.06.2021
		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	816.148	(1.860.270)	(141.041)	(1.185.163)	112.986	22.409	5.349	135.757	-	426.882	1.493.248
Préstamos Largo plazo	4.018.731	1.113.364	(10.726)	-	1.102.638	968.488	(3.057)	88.665	8.149	-	(418.634)	5.764.980
Pasivo por arrendamientos	142.560	-	(27.015)	(1.173)	(28.188)	31.092	-	1.796	5.173	17.213	5.506	175.152
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(114.309)	91.116	-	-	91.116	(134.315)	(20.349)	3.378	9.185	-	(3.944)	(169.238)
Total	6.022.010	2.020.628	(1.898.011)	(142.214)	(19.597)	978.251	(997)	99.188	158.264	17.213	9.810	7.264.142

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 30.06.2020
		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	1.405.356	1.141.098	(388.823)	(171.856)	580.419	-	(1.111)	(165.244)	153.812	-	608.932	2.582.164
Préstamos Largo plazo	4.782.967	225.640	(3.313)	(1.523)	220.804	-	(173)	(685.634)	8.271	-	(654.422)	3.671.813
Pasivo por arrendamientos	190.200	-	(52.408)	(2.599)	(55.007)	-	-	(20.768)	3.517	17.478	-	135.420
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(67.937)	-	-	-	-	-	524	(154.805)	(7.261)	-	11.557	(217.922)
Total	6.310.586	1.366.738	(444.544)	(175.978)	746.216	-	(760)	(1.026.451)	158.339	17.478	(33.933)	6.171.475

- (1) Corresponde al devengamiento de intereses.

7. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

La composición de otros activos financieros al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es la siguiente:

Otros activos financieros	Corrientes		No corrientes	
	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados (1)	105.035	118.383	19.671	25.460
Activos financieros medidos a costo amortizado (1)	46.323	13.827	5.435	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados CINIIF 12 (2)	-	-	2.882.050	2.468.149
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	-	-	256	268
Activos financieros medidos a costo amortizado CINIIF 12 (3)	13.841	10.283	318.461	267.351
Instrumentos Derivados Cobertura (4)	36.515	86.465	133.496	29.635
Instrumentos Derivados No Cobertura (5)	14.762	1.321	-	-
Total	216.476	230.279	3.359.369	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., Enel Distribución Sao Paulo S.A. y PH Chucás S.A. cuyos saldos al 30 de junio de 2021 son MUS\$ 916.044 (MUS\$ 831.941 al 31 de diciembre de 2020), MUS\$ 667.863 (MUS\$ 582.649 al 31 de diciembre de 2020), MUS\$ 51.587 (MUS\$ 43.318 al 31 de diciembre de 2020), MUS\$ 1.131.279 (MUS\$ 1.010.241 al 31 de diciembre de 2020) y MUS\$ 115.277 (MUS\$ 0 al 31 de diciembre de 2020), respectivamente. Con respecto a las distribuidoras de Brasil, la legislación vigente establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del periodo de concesión. Mensualmente las distribuidoras ajustan los importes en libros del activo financiero, computado el valor presente de los flujos de efectivo estimados, utilizando la tasa de interés efectiva al pago que le corresponde al fin de la concesión, ver Nota 3.d.1. Con relación a Chucás, el activo financiero corresponde a derechos por cobrar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), generados en el contexto de la aplicación del acuerdo de concesión con dicha entidad.
- (3) Correspondiente a acuerdo de concesión en Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande), Fontibon ZE S.A.S., Luz de Angra Energía S.A., EGP Paranapanema y EGP Mourao, ver Nota 3.d.1.
- (4) Ver Nota 22.2.a)
- (5) Ver Nota 22.2.b)

8. OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS

- a) La composición de otros activos no financieros al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$				
Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020
IVA Crédito Fiscal y Otros Impuestos	129.997	68.200	150.652	118.268
Fondo de aportaciones a Enel Distribución Goiás (1)	19.057	7.536	195.207	180.824
Servicios en curso prestados por terceros	42.753	9.993	-	-
Servicio en curso de I & D y Eficiencia Energética	105.566	90.349	-	-
Depósitos Judiciales	-	-	299.313	267.266
Activos en construcción CINIIF 12 (2)	-	-	611.526	314.825
Impuesto por recuperar Pis/Cofins (3)	354.295	211.611	2.480.595	1.366.883
Gastos pagados por anticipado	47.685	53.783	-	-
Otros	135.698	119.314	52.823	84.790
Total	835.051	560.786	3.790.116	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 34.3.b.9).

Dicho lo anterior, considerando que los recursos no son definitivos, a junio de 2021 y al cierre del ejercicio 2020 se reconoció una pérdida por deterioro por MUS\$ 6.857 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.

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

Nuestras subsidiarias en Brasil que fueron afectadas por la resolución del STF, presentaron acciones judiciales en este sentido, en los respectivos Tribunales Regionales Federales. Durante el año 2019, se notificó a Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará 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 periodo 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\$ 1.358.736, MUS\$ 239.855 y MUS\$ 589.350, respectivamente, al cierre del primer semestre de 2021 (MUS\$1.326.297, MUS\$ 252.197 y MUS\$ 0, respectivamente, al 31 de diciembre 2020).

Para el caso de Enel Distribución Río, si bien todavía están pendientes de resolución las acciones judiciales presentadas por dicha compañía, teniendo en cuenta la decisión del STF de mayo 2021, se considera que la sentencia definitiva del Tribunal Regional depende solo del desarrollo procedimientos meramente administrativos. Esta situación generó el reconocimiento de un activo por US\$ 646.949 al 30 de junio de 2021 y representa los derechos que surgen por el periodo de diciembre 2003 en adelante.

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

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

Cabe destacar que el PIS COFINS son contribuciones federales que pagan las compañías en Brasil y que tienen por objetivo financiar programas a los empleados, salud pública, asistencia social y la seguridad social, aplicados sobre los ingresos brutos de las compañías. El "imposto sobre circulação de mercadorias e serviços" (ICMS), es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte". (ver Nota 23 y 34.3.b.14).

- b) La composición de otros pasivos no financieros al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es la siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020
IVA Débito Fiscal y Otros Impuestos	253.056	230.395	54.745	48.266
Otros	41.977	36.209	60.467	68.695
Total	295.033	266.604	115.212	116.961

9. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

a) La composición de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar al 30 de junio 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 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto		4.285.963	3.924.946	652.491	643.923
Cuentas comerciales por cobrar, bruto		3.980.843	3.693.052	366.024	354.376
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto		1.034	584	9.282	8.214
Otras cuentas por cobrar, bruto		304.086	231.310	277.185	281.333

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Corrientes		No Corrientes	
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto		al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto		3.523.702	3.234.935	589.819	578.524
Cuentas comerciales por cobrar, neto		3.224.098	3.008.544	303.728	289.361
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto		1.008	568	9.040	8.000
Otras cuentas por cobrar, neto (1)		298.596	225.823	277.051	281.163

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Corrientes		No Corrientes	
Detalle de otras cuentas por cobrar, neto (1)		al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020
Anticipos a proveedores		99.789	28.441	83	-
Cuentas por cobrar "baja renta" (i)		38.125	27.593	-	-
Cuentas por cobrar al personal		11.546	7.869	11.621	12.798
Cuentas proyecto VOSA (ii)		43.131	43.800	247.175	268.075
Mecanismos de subsidios y contribuciones		13.836	33.545	-	-
Otras		92.169	84.575	18.172	290
Total		298.596	225.823	277.051	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 8 (2)), los saldos de activos y pasivos regulatorios que no se hubiesen recuperado o devuelto a través de los ciclos tarifarios también estarán sujetos a compensación o devolución por parte del Estado. Lo anterior implica que realización de estos activos o la liquidación de los pasivos no depende de la facturación que se logre efectuar a los clientes durante el periodo de concesión.

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

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

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 periodo 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 30 de junio de 2021 y 2020 no se recibieron montos por este concepto.

Los incrementos tarifarios diferidos en este periodo 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 30 de junio de 2021 y 2020.

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

b) Al 30 de junio 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 30.06.2021	al 31.12.2020
Con antigüedad menor de tres meses	540.086	555.004
Con antigüedad entre tres y seis meses	156.758	92.337
Con antigüedad entre seis y doce meses	120.301	75.779
Con antigüedad mayor a doce meses	235.581	169.477
Total	1.052.726	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 (*)	106.000
Montos castigados	(55.358)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	17.051
Otros movimientos	1.830
30 de junio de 2021	824.933

(*) Las pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales ascendieron a MUS\$ 106.000 al 30 de junio de 2021, lo que representa una disminución de un 21,03% respecto a la pérdida de MUS\$ 134.235 registrada durante el primer semestre de 2020. Esta disminución proviene principalmente de nuestras subsidiarias de distribución de Brasil, por un monto de MUS\$ 16.335 y por los efectos de conversión de las distintas monedas extranjeras con respecto al dólar por MUS\$ 11.909. Ver Nota 30.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 21.5).

d) Información adicional:

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

10. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

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

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

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

10.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es la siguiente:

a) Cuentas por cobrar 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 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020
Extranjera	Enel Global Infrastructure And Network	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	616	543	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure And Network	Italia	Matriz Común	EUR	Compra de Energía	Menos de 90 días	204	-	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1,158	1,003	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	62	-	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	254	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	1,747	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	1,288	1,289	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	72	86	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	26	46	-	-
Extranjera	Enel Energía S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	13	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	136	102	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	141	105	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	4,590	133	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	346	-	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	31	-	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	31	33	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	413	93	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	43	43	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	-	2,271	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S.	Colombia	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	709	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	Más de 90 días	6	7	28	32
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	446	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	2,412	2,377	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	307	222	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	783	802	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	22	22	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	204	92	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1,203	-	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	394	-	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	88	2	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	-	3,208	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Peaje	Menos de 90 días	-	17	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Venta de Energía	Menos de 90 días	-	32,544	-	-
Extranjera	Enel X Argentina S.A.U.	Argentina	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	17	22	-	-
Extranjera	E-Distributivie Muntenia	Italia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	84	58	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	192	141	-	-
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Asociada	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	1	-	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	80,843	-	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	155	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power RSA	Italia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	563	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power North America, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	189	-	-	-
Extranjera	Parque Eólico Pampa S.A.	Uruguay	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	314	-	-	-
Total							99,434	46,950	28	32

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 30 de junio de 2021 y 2020 son los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MU\$S					Primeros seis 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 de administración e informáticos	(4.243)	(3.544)
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	Gastos Financieros	(11.876)	(295)
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Otros servicios varios	(1.416)	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(14.174)	(14.380)
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(4.244)	(5.588)
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(1.114)	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(1.683)	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	6.707	3.298
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(81.395)	(70.758)
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	España	Matriz Común	Compra de Energía	(2.086)	(4.721)
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(3.918)	(1.271)
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(1.190)	(85)
Extranjera	Enel Italia S.R.L	Italia	Matriz Común	Otros Gastos Fijos de Explotación	-	(1.945)
Extranjera	Enel S.P.A	Italia	Matriz	Servicios Técnicos	(1.125)	(5.041)
Extranjera	Enel S.P.A	Italia	Matriz	Servicios Informáticos	(2.788)	-
Extranjera	Enel S.P.A	Italia	Matriz	Otros servicios varios	(6.647)	-
Extranjera	Enel X.S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(3.920)	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.L	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(4.905)	(3.428)

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. Esta línea fue cancelada en su totalidad en su fecha de vencimiento, el 20 de mayo de 2021.
- > 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 30 de junio 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 31 de diciembre de 2020, Enel Green Power Panamá formalizó una línea de crédito revolving con Enel Finance International N.V. por un total de US\$15 millones, a una tasa de interés variable de Libor 3M más un margen 0,40%, con pago de interés trimestral y vencimiento el 31 de diciembre de 2021. Esta línea de crédito revolving no posee garantías. Al 30 de junio de 2021 esta línea se encuentra girada por US\$ 11,318 millones.
- > El 31 de diciembre de 2020, PH Chucás S.A. formalizó una línea de crédito revolving con Enel Finance International N.V. por un total de US\$10 millones, a una tasa de interés variable de Libor 3M más un margen 1,1%, con pago de interés trimestral y vencimiento el 31 de diciembre de 2021. Esta línea de crédito revolving no posee garantías. Al 30 de junio de 2021 esta línea se encuentra girada por US\$ 7 millones con un saldo disponible de utilización de US\$ 3 millones.

- > El 14 de febrero de 2021, Enel Américas S.A. formalizó una línea de crédito comprometida Revolving con Enel Finance International N.V. por un total de US\$500 millones, a una tasa de interés variable de Libor 1M, 3M o 6M más un margen 1,08%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 14 de febrero de 2024. Esta línea de crédito Revolving no posee garantías. Al 30 de junio de 2021 esta línea se encuentra girada por US\$ 45 millones.
- > El 2 de marzo de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Ceará, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 500 millones, a una tasa CDI más un margen 1,1%, sin garantías, con amortización 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.
- > 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 6 de abril de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goiás, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 160 millones, a una tasa CDI más un margen 1,10 %, sin garantías, el cual fue desembolsado con amortización de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 5 de abril de 2023.
- > El 15 de abril de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Río, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 230 millones, a una tasa CDI más un margen 0,9%, sin garantías, el cual fue desembolsado con amortización de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 15 de abril de 2023.
- > El 19 de abril de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goiás, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 290 millones, a una tasa CDI más un margen 1,0 %, sin garantías, el cual fue desembolsado con amortización de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 19 de abril de 2023.

10.2 Directorio y personal clave de la gerencia

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

El Directorio vigente al 30 de junio de 2021, corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 29 de abril de 2021, y está conformado por las siguientes personas:

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

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

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

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

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- Cuentas por cobrar y pagar

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

- Otras transacciones

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

b) Retribución del Directorio.

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Américas S.A.

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

- > 216 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- > 79,2 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, todo con un máximo de 16 sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias, dentro del ejercicio correspondiente.

De conformidad con lo dispuesto en los estatutos sociales la remuneración del Presidente del Directorio será el doble de la que corresponde a un Director.

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

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

Comité de Directores:

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

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- > 72 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- > 26,4 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión. todo con un máximo de 16 sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias, dentro del ejercicio correspondiente.

A continuación, se detallan las retribuciones del Directorio de Enel Américas por los periodos terminados el 30 de junio de 2021 y 2020:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Primeros seis 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 - junio 2021	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Vicepresidente	enero - junio 2021	-	-	-
Extranjero	Giulia Genuardi	Director	abril - junio 2021	-	-	-
Extranjero	Francesca Gostinelli	Director	abril - junio 2021	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - junio 2021	76	-	25
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - junio 2021	76	-	25
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - junio 2021	76	-	25
Total				228	-	75

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Primeros seis 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 - junio 2020	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Vicepresidente	enero - junio 2020	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale	Director	enero - junio 2020	-	-	-
Extranjero	Lívio Gallo	Director	enero - junio 2020	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - junio 2020	65	-	22
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - junio 2020	65	-	22
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - junio 2020	65	-	22
Total				195	-	66

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

10.3 Retribución del personal clave de la gerencia

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

Personal clave de la gerencia		
RUT	Nombre	Cargo
Extranjero	Maurizio Bezzeccheri (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 Bezzeccheri 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 seis meses	
	2021	2020
Remuneración	1.954	1.689
Beneficios a corto plazo para los empleados	68	77
Otros beneficios a largo plazo - IAS	5	3
Total	2.027	1.769

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

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

10.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

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

11. INVENTARIOS

La composición de los inventarios al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
Clases de Inventarios	al 30.06.2021	al 31.12.2020
Suministros para la producción	24.424	26.685
Petróleo	16.156	16.686
Carbón	8.268	9.999
Repuestos	65.297	53.013
Materiales eléctricos	465.906	391.735
Total	555.627	471.433

No existen inventarios como garantía de cumplimiento de deudas.

Por los periodos terminados el 30 de junio de 2021 y 2020, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a MUS\$ 62.194 y MUS\$ 71.763, respectivamente. Para un mayor detalle por tipo de combustible ver Nota 28.

Por los periodos terminados el 30 de junio de 2021 y 2020, no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

12. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS

- a) La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
Activos por impuestos	al 30.06.2021	al 31.12.2020
Pagos provisionales mensuales	178.955	118.609
Otros	9.309	9.271
Total	188.264	127.880

- b) La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	Saldo al	
Pasivos por Impuestos	al 30.06.2021	al 31.12.2020
Impuesto a la renta	99.640	222.870
Total	99.640	222.870

13. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

13.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

- a. A continuación, se presenta un detalle de las inversiones del Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante el periodo de seis meses terminado el 30 de junio 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	Otros incrementos (decrementos)	Economía Hiperinflacionaria Argentina	al 30.06.2021
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33,33%	995	186	(250)	(90)	-	213	1.054
Extranjera	Sacme S.A.	Negocio conjunto	Argentina	Peso argentino	50,00%	133	(14)	-	(16)	(12)	29	120
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	40,90%	1.145	465	(159)	(138)	(659)	-	654
Total						2.273	637	(409)	(244)	(671)	242	1.828

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	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 34.6).

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 30 de junio 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\$										
al 30.06.2021										
Inversiones con influencia significativa	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganacia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
Yacylec S.A.	33,33%	3.517	1.496	730	1.121	1.074	(516)	558	(254)	304

miles de dólares estadounidenses - MUS\$										
al 31.12.2020										
Inversiones con influencia significativa	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganacia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
Yacylec S.A.	33,33%	3.975	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.

14. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

A continuación, se presentan los saldos de los activos intangibles distintos de la plusvalía al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Bruto	al 30.06.2021	al 31.12.2020
Activos Intangibles, Bruto	9.809.775	8.525.990
Servidumbre y Derechos de Agua	48.329	50.415
Concesiones	8.927.643	8.042.389
Costos de Desarrollo	26.196	14.544
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	54.602	44.596
Programas Informáticos	662.529	372.455
Otros Activos Intangibles Identificables	90.476	1.591

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Amortización y Deterioro	al 30.06.2021	al 31.12.2020
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(4.710.052)	(4.001.164)
Servidumbre y Derechos de Agua	(17.254)	(16.969)
Concesiones	(4.454.992)	(3.807.526)
Costos de Desarrollo	(8.910)	(9.708)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(24.929)	(23.499)
Programas Informáticos	(155.434)	(141.994)
Otros Activos Intangibles Identificables	(48.533)	(1.468)

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Neto	al 30.06.2021	al 31.12.2020
Activos Intangibles, Netos	5.099.723	4.524.826
Servidumbre y Derechos de Agua	31.075	33.446
Concesiones Neto (1)	4.472.651	4.234.863
Costos de Desarrollo	17.286	4.836
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	29.673	21.097
Programas Informáticos	507.095	230.461
Otros Activos Intangibles Identificables	41.943	123

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Empresa Titular de la Concesión	al 30.06.2021	al 31.12.2020
Enel Distribución Río S.A. (*)	532.758	534.325
Enel Distribución Ceará S.A. (*)	454.262	434.656
Enel Distribución Goiás S.A. (*)	1.312.640	1.240.641
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (*)	2.014.985	1.965.083
EGP Cachoeira Dourada S.A.	63.031	60.158
Grupo EGP Brasil	7.607	-
PH Chucás S.A. (*)	55.284	-
Enel Fortuna S.A.	30.075	-
Enel Green Power Panamá, S.R.L.	2	-
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	2.007	-
TOTAL	4.472.651	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 seis meses terminado el 30 de junio 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	-	26	158.732	-	85.922	-	244.680
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	12.479	436	93.423	9.079	179.541	38.647	333.605
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(537)	(2.632)	197.957	(126)	13.840	3.827	212.329
Amortización	(97)	(639)	(186.021)	(1.393)	(14.023)	(654)	(202.827)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	604	(348)	843	673	(1.772)	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	604	(348)	843	673	(1.772)	-	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	(1.850)	(668)	(163)	-	(2.681)
Retiros de servicio	-	-	(1.850)	(668)	(163)	-	(2.681)
Hiperinflación Argentina	-	-	-	-	13.597	-	13.597
Otros incrementos (disminuciones)	1	786	(25.296)	1.011	(308)	-	(23.806)
Total movimientos en activos intangibles identificables	12.450	(2.371)	237.788	8.576	276.634	41.820	574.897
Saldo final al 30.06.2021	17.286	31.075	4.472.651	29.673	507.095	41.943	5.099.723

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 30 de junio de 2021, las principales adiciones a activos intangibles por concesiones por MUS\$ 158.732 (MUS\$ 738.387 al 31 de diciembre de 2020) 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).

Las adiciones de activos intangibles por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2021 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020 fueron de MUS\$244.680 y MUS\$ 821.375, respectivamente.

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

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los periodos terminados el 30 de junio de 2021 y 2020 ascendió a MUS\$ 1.208 y MUS\$ 811, respectivamente (Ver Nota 32). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 12,53% y 5,46% al 30 de junio de 2021 y 2020, respectivamente.

Durante los periodos terminados el 30 de junio 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\$ 41.341 y MUS\$ 39.029, respectivamente.

No existen pérdidas por deterioro reconocidas al 30 de junio 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 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020. (Ver Nota 3.e).

Al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, la Sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

15. PLUSVALÍA

A continuación, se presenta el detalle de la plusvalía por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020:

miles de dólares estadounidenses - MU\$S

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	Combinación de Negocios	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Hiperinflación Argentina	Saldo Final al 30.06.2021
Enel Distribución Río S.A.	Enel Distribución Río S.A.	211.367	(47.672)	-	163.695	-	7.818	-	171.513
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	13.191	(529)	-	12.662	-	(1.160)	-	11.502
Enel Generación El Chocón S.A.	Enel Generación El Chocón S.A.	25.372	(7.299)	6.530	24.603	-	(2.972)	5.459	27.090
Enel Distribución Perú S.A.	Enel Distribución Perú	69.647	(5.801)	-	63.846	-	(4.399)	-	59.447
EGP Cachoeira Dourada S.A.	EGP Cachoeira Dourada S.A.	77.503	(17.480)	-	60.023	-	2.867	-	62.890
Enel Generación Perú S.A.	Enel Generación Perú	131.090	(10.918)	-	120.172	-	(8.278)	-	111.894
Emgesa S.A. E.S.P.	Emgesa S.A. E.S.P.	5.835	(234)	-	5.601	-	(514)	-	5.087
Enel Perú S.A.	Enel Distribución Perú	23	(3)	-	20	-	(1)	-	19
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	984	(222)	-	762	-	36	-	798
Enel Distribución Ceará S.A.	Enel Distribución Ceará S.A.	106.396	(23.997)	-	82.399	-	3.935	-	86.334
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Enel Distribución Sao Paulo	531.635	(119.906)	-	411.729	-	19.664	-	431.393
Enel Green Power Brasil Participacoes Ltda.	Enel Green Power Brasil Participacoes Ltda. (10)	-	-	-	-	422.410	69.362	-	491.772
Enel Green Power Argentina S.A.	Enel Green Power Argentina S.A. (10)	-	-	-	-	2.252	(88)	-	2.164
Enel Green Power Colombia SAS E.S.P.	Enel Green Power Colombia SAS E.S.P. (10)	-	-	-	-	55.335	(651)	-	54.784
Enel Green Power Peru S.A.	Enel Green Power Peru S.A. (10)	-	-	-	-	76.306	-	-	76.306
Enel Solar S.R.L.	Centro América (10)	-	-	-	-	2.094	-	-	2.094
Enel Green Power Panama S.A.	Centro América (10)	-	-	-	-	24.964	-	-	24.964
Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A.	Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A. (10)	-	-	-	-	2.838	(84)	-	2.754
Jaguito Solar 10MW, S.A.	Centro América (10)	-	-	-	-	386	-	-	386
Progreso Solar 20MW, S.A.	Centro América (10)	-	-	-	-	772	-	-	772
Total		1.173.043	(234.061)	6.530	945.512	587.357	85.636	5.459	1.623.963

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 30 de junio de 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.- Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (Codensa S.A.)

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

3.- Enel Generación El Chocón S.A.

Con fecha 31 de agosto del año 1993, la antigua subsidiaria Enel Generación Chile S.A se adjudicó el 59% de la propiedad de Hidroeléctrica el Chocón (actualmente Enel Generación El Chocón) en licitación pública internacional convocada por el Gobierno Argentino.

4.- Enel Distribución Perú S.A.A.

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

5.- EGP Cachoeira Dourada S.A.

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

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

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

7.- Emgesa S.A. E.S.P.

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

8.- Enel Distribución Ceará S.A.

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

9.- Enel Distribución Sao Paulo S.A.

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

10.- EGP Centro y Sudamérica

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

16. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación, se presentan los saldos de las propiedades, planta y equipo al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	al 30.06.2021	al 31.12.2020
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	20.896.256	15.691.168
Construcción en Curso	2.175.358	1.107.981
Terrenos	154.507	158.894
Edificios	1.219.908	479.161
Plantas y Equipos de Generación	9.937.468	6.894.543
Infraestructura de Red	6.823.202	6.647.840
Instalaciones Fijas y Accesorios	585.813	402.749

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	al 30.06.2021	al 31.12.2020
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(8.221.128)	(7.336.496)
Edificios	(310.365)	(225.850)
Plantas y Equipos de Generación	(4.193.203)	(3.509.839)
Infraestructura de Red	(3.399.803)	(3.379.182)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(317.757)	(221.625)

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	al 30.06.2021	al 31.12.2020
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	12.675.128	8.354.672
Construcción en Curso	2.175.358	1.107.981
Terrenos	154.507	158.894
Edificios	909.543	253.311
Plantas y Equipos de Generación	5.744.265	3.384.704
Infraestructura de Red	3.423.399	3.268.658
Instalaciones Fijas y Accesorios	268.056	181.124

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el periodo de seis meses terminado el 30 de junio 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	503.551	827	255	-	-	7.228	511.861
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	809.849	5.288	547.110	2.476.336	100.051	13.775	3.952.409
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	34.403	(13.770)	54.687	(82.925)	(284.320)	(7.227)	(299.152)
Depreciación	-	-	(10.593)	(119.963)	(103.531)	(15.006)	(249.093)
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)	(51)	-	-	-	-	-	(51)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(401.704)	754	59.409	75.751	257.289	8.501	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(401.704)	754	59.409	75.751	257.289	8.501	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	(4)	-	(67)	(2.890)	(452)	(3.413)
Retiros	-	(4)	-	(67)	(2.890)	(452)	(3.413)
Hiperinflación Argentina	114.862	3.190	5.364	59.031	194.533	9.978	386.958
Otros incrementos (disminución)	6.467	(672)	-	(48.602)	(6.391)	70.135	20.937
Total movimientos	1.067.377	(4.387)	656.232	2.359.561	154.741	86.932	4.320.456
Saldo final al 30.06.2021	2.175.358	154.507	909.543	5.744.265	3.423.399	268.056	12.675.128

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

(1) Ver Nota 30.b.

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\$ 511.861 y MUS\$ 606.563 por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio 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 30 de junio de 2021 por MUS\$ 276.601 (MUS\$ 163.418 al 31 de diciembre 2020), 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\$ 234.251 al 30 de junio 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 30 de junio de 2021 y 2020 ascendió a MUS\$ 1.595 y MUS\$ 3.465, respectivamente (Ver Nota 32). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 2,97% y 6,80% al 30 de junio 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 30 de junio de 2021 y 2020 ascendió a MUS\$ 43.277 y MUS\$ 33.642, respectivamente.

c) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 30 de junio de 2021, compromisos de adquisición de bienes de activo fijo por MUS\$ 1.291.961 (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 30 de junio de 2021, el monto de propiedad, planta y equipo del Grupo gravados como garantía de pasivos es de MUS\$ 101.472 (MUS\$ 104.577 al 31 de diciembre de 2020) (Ver Nota 34.1).

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\$ 1.189.400), 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\$ 475.760). 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.

17. ACTIVOS POR DERECHO DE USO

a) Activos por derecho de uso

El detalle de los activos por derecho de uso por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio 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	7.734	2.569	7.006	17.309
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	1.980	(658)	(9.105)	(7.783)
Retiros	-	-	(20)	(20)
Adquisiciones realizadas mediante combiaciones de negocios	30.317	511	211	31.039
Depreciación	(1.133)	(5.043)	(9.479)	(15.655)
Otros incrementos (disminución)	-	427	330	757
Total movimientos	38.898	(2.194)	(11.057)	25.647
Saldo final al 30.06.2021	55.331	43.384	149.352	248.067

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 30 de junio 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 30.06.2021			al 31.12.2020		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
Hasta un año	63.901	8.168	55.733	56.509	5.017	51.492
Más de un año y no más de dos años	33.595	8.050	25.545	32.680	4.718	27.962
Más de dos años y no más de tres años	18.738	6.433	12.305	16.395	3.454	12.941
Más de tres años y no más de cuatro años	16.322	5.638	10.684	12.393	2.818	9.575
Más de cuatro años y no más de cinco años	15.753	4.747	11.006	11.798	2.073	9.725
Más de cinco años	69.371	9.493	59.878	36.747	5.882	30.865
Total	217.680	42.529	175.151	166.522	23.962	142.560

b) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

El estado de resultados consolidados por los periodos terminados al 30 de junio de 2021 y 2020 incluyen gastos de MUS\$ 2.775 y MUS\$ 4.097, respectivamente, correspondientes a pagos por arrendamientos de corto plazo por un monto de MUS\$ 1.227 en 2021 y MUS\$ 1.780 en 2020, arrendamientos de activos subyacentes de bajo valor de MUS\$ 43 en 2021 y MUS\$ 243 en 2020 y arrendamientos variables de MUS\$ 1.505 en 2021 y MUS\$ 2.074 en 2020, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16 (ver Nota 3.f).

Al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020 los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 30.06.2021	al 31.12.2020
Hasta un año	148	196
Más de un año y no más de dos años	43	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	191	1.477

18. IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS

a) Impuesto a las ganancias

A continuación, se presentan los componentes del impuesto a las ganancias, correspondiente a los periodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2021 y 2020:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros seis meses	
	2021	2020
(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores		
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(319.233)	(297.717)
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)	4.448	4.154
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	17.028	20.895
(Gasto) / Ingreso por impuestos corrientes relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	(1.129)	-
(Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (relacionado con coberturas de flujos de efectivo)	(6.127)	(226)
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	(45)	-
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(305.058)	(272.894)
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(34.502)	18.604
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	(108.757)	-
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	(143.259)	18.604
Gasto por impuestos a las ganancias	(448.317)	(254.290)

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 seis meses terminados el 30 de junio de 2021 y 2020:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros seis meses			
	Tasa	2021	Tasa	2020
Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables				
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		992.661		730.445
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(27,00%)	(268.017)	(27,00%)	(197.218)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(4,06%)	(40.301)	(3,45%)	(25.219)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	3,45%	34.208	7,73%	56.485
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(8,31%)	(82.478)	(14,95%)	(109.233)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(10,96%)	(108.757)	-	-
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	1,72%	17.028	2,86%	20.895
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	(18,16%)	(180.300)	(7,82%)	(57.072)
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias	(45,16%)	(448.317)	(34,82%)	(254.290)

Las principales diferencias temporarias se encuentran detalladas a continuación:

b) Impuestos diferidos

La siguiente tabla muestra los saldos de los activos y pasivos por impuestos diferidos presentados en el estado de situación financiera consolidado al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Activos/(Pasivos) por Impuestos Diferidos	al 30.06.2021		al 31.12.2020	
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
Depreciaciones	17.432	(730.538)	17.717	(448.711)
Amortizaciones	3.981	(19.514)	4.161	(16.505)
Obligaciones por beneficios post-empleo	382.457	-	498.424	-
Revaluaciones de instrumentos financieros	44.458	(20.991)	2.274	(31.883)
Pérdidas fiscales	409.964	-	209.339	-
Provisiones	568.300	(286.062)	630.331	(205.151)
Provisión Contingencias Civiles	96.988	-	247.400	-
Provisión Contingencias Trabajadores	35.254	-	28.467	-
Provisión cuentas incobrables	174.455	-	121.764	-
Provisión cuentas de Recursos Humanos	19.965	-	18.724	-
Activos financieros CINIIF 12	-	(234.108)	-	(194.045)
Otras Provisiones	241.638	(51.954)	213.976	(11.106)
Otros Impuestos Diferidos	261.372	(503.227)	197.727	(476.294)
Amortización PPA - (Enel Distribución Goiás)	-	-	-	(75.497)
Ajuste por inflación - Argentina	-	(295.516)	-	(289.158)
Otros Impuestos Diferidos	261.372	(207.711)	197.727	(111.639)
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos antes de compensación	1.687.964	(1.560.332)	1.559.973	(1.178.544)
Compensación de activos/(pasivos) por impuestos diferidos	(719.232)	719.232	(565.591)	565.591
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos después de compensación	968.732	(841.100)	994.382	(612.953)

El origen y movimientos de los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados al 30 de junio 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 30.06.2021
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
Depreciaciones	(430.994)	(235.953)	-	(42.981)	58.841	(62.019)	(713.106)
Amortizaciones	(12.344)	(349)	-	-	(2.840)	-	(15.533)
Obligaciones por beneficios post-empleo	498.424	(17.997)	(109.988)	-	11.872	146	382.457
Revaluaciones de instrumentos financieros	(29.609)	58.672	(5.018)	8.513	(9.091)	-	23.467
Pérdidas fiscales	209.339	(4.575)	-	32.799	17.007	155.394	409.964
Provisiones	425.180	20.843	-	(34.689)	18.807	(147.903)	282.238
Provisión Desmantelamiento	-	(244)	-	225	19	-	-
Provisión Contingencias Civiles	247.400	594	-	-	4.388	(155.394)	96.988
Provisión Contingencias Trabajadores	28.467	5.017	-	-	1.770	-	35.254
Provisión cuentas incobrables	121.764	35.394	-	-	15.470	1.827	174.455
Provisión cuentas de Recursos Humanos	18.724	1.330	-	277	(366)	-	19.965
Activos financieros CINIIF 12	(194.045)	(30.877)	-	-	(9.186)	-	(234.108)
Otras Provisiones	202.870	9.629	-	(35.191)	6.712	5.664	189.684
Otros Impuestos Diferidos	(278.567)	36.100	-	12.385	(10.011)	(1.762)	(241.855)
Amortización PPA - (Enel Distribución Goiás)	(75.497)	72.626	-	-	2.871	-	-
Ajuste por inflación - Argentina	(289.158)	(3.955)	-	-	58	(2.461)	(295.516)
Otros Impuestos Diferidos	86.088	(32.571)	-	12.385	(12.940)	699	53.661
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	381.429	(143.259)	(115.006)	(23.973)	84.585	(56.144)	127.632

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	Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	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 Desmantelamiento	-	-	-	-	-	-	-
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 Goiás)	(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 30 de junio de 2021, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de MUS\$ 139.566 (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 30 de junio de 2021 asciende a MUS \$3.570.931 (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 30 de junio de 2021, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a MUS\$ 5.641.292 (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
Argentina	2015 - 2020
Brasil	2015 - 2019
Chile	2018 - 2020
Colombia	2016 - 2020
Costa Rica	2016 - 2020
Guatemala	2017 - 2020
Panamá	2018 - 2021
Perú	2016 - 2020

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 30 de junio de 2021 y 2020:

Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	Primeros seis 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	(5)	-	(5)	(5)	-	(5)
Cobertura de Flujos de efectivo	2.740	(4.972)	(2.232)	(36)	596	560
Diferencias de cambio por conversión	167.458	-	167.458	(2.462.683)	-	(2.462.683)
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	326.059	(110.551)	215.508	34.030	(11.021)	23.009
Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	496.252	(115.523)	380.729	(2.428.694)	(10.425)	(2.439.119)

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales por los periodos terminados al 30 de junio de 2021 y 2020, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros seis 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	(115.006)	(10.651)
Impuestos Corrientes sobre movimientos de reservas por coberturas de flujos de efectivo (hedge de ingresos, derivados)	46	226
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas en planes de beneficios definidos	(563)	-
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	(115.523)	(10.425)

- 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 16 de junio de 2021, el Poder Ejecutivo Nacional promulgó y publicó la Ley N° 27.630 de fecha 02 de junio de 2021, que en su parte medular modificó las alícuotas de impuestos a las ganancias que tributan las personas jurídicas en la República Argentina, introduciendo un sistema de alícuotas por escalas, con vigencia desde los ejercicios iniciados a partir del 01 de enero de 2021, como sigue:

Ganancia neta imponible acumulada				
Desde ARS	Hasta ARS	Pagarán ARS	Más el %	Sobre el excedente de ARS
-	5.000.000	-	25%	-
5.000.001	50.000.000	1.250.000	30%	5.000.000
50.000.001	Sin tope	14.750.000	35%	50.000.000

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

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

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

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

Producto de este incremento en la tasa nominal en Argentina, nuestras filiales reconocieron al 30 de junio de 2021 un mayor gasto por impuestos por MUS\$ 109.886, de los cuales MUS\$ 108.757 corresponden a impuestos diferidos y MUS\$ 1.129 a impuestos corrientes (Ver Nota 18.a).

- 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.

19. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

El saldo de otros pasivos financieros al 30 de junio 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 30.06.2021		al 31.12.2020	
Préstamos que devengan intereses	1.346.143	5.056.523	1.815.160	3.837.697
Instrumentos derivados de cobertura (*)	49.616	38.833	6.730	9
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	8.177	-	3.240	-
Total	1.403.936	5.095.356	1.825.130	3.837.706

(*) Ver Nota 22.2.a

(**) Ver Nota 22.2.b

a) Préstamos que devengan intereses.

El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos que devengan intereses al 30 de junio 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 30.06.2021		al 31.12.2020	
Préstamos bancarios garantizados	506.891	1.155.913	235.404	247.150
Préstamos bancarios no garantizados	380.607	593.598	927.075	149.057
Obligaciones con el público no garantizadas	261.752	2.622.896	409.087	2.864.794
Obligaciones con el público garantizadas	168.268	626.008	154.955	395.289
Otros préstamos	28.625	58.108	88.639	181.407
Total	1.346.143	5.056.523	1.815.160	3.837.697

El desglose por monedas y vencimientos de los préstamos bancarios al 30 de junio 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 30.06.2021	Vencimiento					Total No Corriente al 30.06.2021	
					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\$	1,15%	1,15%	Sin Garantía	44.868	-	44.868	-	-	-	-	-	-	-
Chile	CLP	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Peru	US\$	0,97%	0,97%	Con Garantía	2.020	10.210	12.230	12.000	12.000	12.000	12.000	82.000	130.000	
Peru	US\$	1,61%	1,60%	Sin Garantía	-	-	-	-	37.809	-	-	-	37.809	
Peru	PEN	2,31%	2,28%	Sin Garantía	172	120.963	121.135	-	61.768	-	-	-	61.768	
Brasil	US\$	2,31%	2,16%	Con Garantía	89.735	84.396	174.131	151.399	37.820	93.917	30.423	209.344	522.903	
Brasil	BRL	7,97%	7,87%	Con Garantía	23.126	122.793	145.919	65.652	58.538	46.876	35.405	294.691	501.162	
Brasil	US\$	1,73%	1,72%	Sin Garantía	1.329	57.175	58.504	77.769	127.320	39.335	-	-	244.424	
Brasil	BRL	7,04%	6,95%	Sin Garantía	-	-	-	9	59.873	19	19	68	59.988	
Brasil	EUR	1,90%	1,89%	Sin Garantía	217	23.419	23.636	-	23.419	-	-	-	23.419	
Colombia	COP	1,28%	1,26%	Con Garantía	358	174.253	174.611	1.430	418	-	-	-	1.848	
Colombia	COP	2,21%	2,19%	Sin Garantía	2.720	129.743	132.463	21.171	19.491	18.600	106.928	-	166.190	
Total					164.546	722.952	887.498	329.430	438.456	210.747	184.775	586.103	1.749.511	

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 30 de junio de 2021 asciende a MUS\$ 2.545.871 (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 30 de junio 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\$				Corriente			No Corriente					Total No Corriente
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	5,30%	Sin Garantía	-	4.338	4.338	-	-	-	-	589.086	589.086
Chile	UF	5,75%	Sin Garantía	-	7.242	7.242	-	-	-	-	-	-
Peru	US\$	6,34%	Sin Garantía	272	-	272	-	-	-	-	9.950	9.950
Peru	PEN	6,02%	Sin Garantía	3.252	18.186	21.438	28.310	25.737	39.224	61.768	152.747	307.786
Brasil	BRL	9,72%	Sin Garantía	4.607	70.337	74.944	78.240	192.678	112.241	179.647	148.566	711.372
Colombia	COP	7,07%	Sin Garantía	80.239	73.279	153.518	310.522	169.035	119.443	147.635	258.067	1.004.702
Total				88.370	173.382	261.752	417.072	387.450	270.908	389.050	1.158.416	2.622.896

miles de dólares estadounidenses - MUS\$				Corriente			No Corriente					Total No Corriente
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	5,30%	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
Brasil	BRL	6,24%	Sin Garantía	5.425	33.691	39.116	67.383	62.493	361.796	92.308	175.405	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
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 30 de junio 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 - MUS\$				Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 30.06.2021
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente al 30.06.2021	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	9,99%	Sin Garantía	150.252	18.016	168.268	225.371	293.015	18.167	18.529	70.926	626.008
Total				150.252	18.016	168.268	225.371	293.015	18.167	18.529	70.926	626.008

miles de dólares estadounidenses - MUS\$				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 - MUS\$										Corriente			No Corriente				Total No Corriente	
RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Acreedora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Electiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	al 30.06.2021								
										Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años		Más de Cinco Años
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	DEBENTURES 1ª EMISIÓN (EGVG11) - 1ª SERIE	Brasil	BRL	13,55%	13,54%	Anual	753	11.379	12.132	11.460	11.460	11.460	11.460	44.913	90.753
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	DEBENTURES 1ª EMISIÓN (EGVG21) - 2ª SERIE	Brasil	BRL	13,53%	13,52%	Anual	1.393	6.161	7.554	6.205	6.205	6.205	6.205	24.317	48.137
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBENTURES - 2ª EMISIÓN 1ª SERIE	Brasil	BRL	2,86%	2,85%	Al Vencimiento	143.336	-	143.336	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBENTURES - 2ª EMISIÓN 2ª SERIE	Brasil	BRL	2,93%	2,92%	Anual	2.811	-	2.811	140.217	140.793	-	-	-	281.010
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A	Brasil	Extranjero	DEBENTURES 10 EMISIÓN (AMPL10)	Brasil	BRL	2,86%	2,85%	Semestral	1.959	-	1.959	67.136	134.400	-	-	-	201.536
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	ITAU UNBANCO S.A	Brasil	BRL	17,12%	17,11%	Semestral	-	178	178	172	65	211	399	987	1.834
Extranjero	Grupo EGP Brasil	Brasil	Extranjero	ITAU UNBANCO S.A	Brasil	BRL	17,14%	17,13%	Semestral	-	298	298	181	92	291	465	709	1.738
Total										150.252	18.016	168.268	225.371	293.015	18.167	18.529	70.926	626.008

miles de dólares estadounidenses - MUS\$										Corriente			No Corriente				Total No Corriente	
RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Acreedora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Electiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	al 31.12.2020								
										Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años		Más de Cinco Años
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	DEBENTURES 1ª EMISIÓN (EGVG11) - 1ª SERIE	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 EMISIÓN (EGVG21) - 2ª SERIE	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 - 2ª EMISIÓN 1ª SERIE	Brasil	BRL	3,02%	3,01%	Al Vencimiento	758	135.412	136.170	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBENTURES - 2ª EMISIÓN 2ª SERIE	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 30 de junio de 2021 asciende a MUS\$ 3.799.035 (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 - MU\$S

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						
									al 30.06.2021									
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno o Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ECF 0265-09 (LUZ PARA TODOS V)	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	86	-	86	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ECFS 0292/2010 (LUZ PARA TODOS VI)	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	72	216	288	24	-	-	-	-	-	24
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ECFS 0310/2010 (LUZ PARA TODOS VII)	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	82	245	327	326	109	-	-	-	-	435
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	MTSUBISHI (DEUDA GARANTIZADA)	Argentina	US\$	0,25%	Semestral	8.596	-	8.596	3.368	7.594	7.494	7.494	12.856	-	38.806
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC SÉRIE A	Brasil	BRL	5,08%	Mensual	1.988	7.606	9.594	4.293	-	-	-	-	-	4.293
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC SÉRIE B	Brasil	BRL	21,08%	Mensual	1.139	4.930	6.069	2.613	-	-	-	-	-	2.613
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	MÚTUO CELGPAR 41211376/2014	Brasil	BRL	6,80%	Mensual	658	1.880	2.538	1.713	1.893	2.086	2.292	3.401	-	11.385
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	ELETRORBRAS	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	118	355	473	276	276	-	-	-	-	552
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	BANCO SANTANDER S.A	Colombia	COP	3,45%	Mensual	622	-	622	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	BANK OF NOVA SCOTIA	Canadá	US\$	0,30%	Anual	13	-	13	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	BANK OF NOVA SCOTIA	Canadá	US\$	0,02%	Mensual	-	19	19	-	-	-	-	-	-	-
Total									13.374	15.251	28.625	12.613	9.872	9.580	9.786	16.257		58.108

miles de dólares estadounidenses - MU\$S

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						
									al 31.12.2020									
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno o Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETRORBRAS 0244/2009	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	21	-	21	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETRORBRAS 0265/2009	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	82	165	247	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETRORBRAS 292/2010	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	69	206	275	160	-	-	-	-	-	160
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETRORBRAS 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	ELETRORBRAS	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 25.2.c)

d) Deuda de cobertura.

Al 30 de junio de 2021, del total de la deuda denominada en dólares estadounidenses ("US\$") del Grupo, MUS\$ 31.876 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 30 de junio 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 seis 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	(663)	(1.105)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	735	611
Diferencias de conversión	584	586
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	(8.027)	(9.361)

e) Otros aspectos.

Al 30 de junio de 2021, el Grupo Enel Américas tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional por un monto de MUS\$ 981.000. Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo no tenía 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\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 30.06.2021	Vencimiento					Total No Corriente al 30.06.2021
			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\$	1,15%	45.046	-	45.046	-	-	-	-	-	-
Perú	PEN	2,28%	887	123.761	124.648	1.560	62.984	-	-	-	64.544
Perú	US\$	1,28%	2.532	11.562	14.094	13.965	51.733	13.094	12.964	85.115	176.871
Colombia	COP	1,73%	4.916	309.069	313.985	26.606	23.351	21.517	109.684	-	181.158
Brasil	US\$	1,94%	90.637	166.910	257.547	190.470	141.040	126.923	27.612	178.544	664.589
Brasil	US\$	7,41%	32.371	157.493	189.864	141.983	193.734	74.497	59.944	409.792	879.950
Brasil	US\$	1,89%	658	9.502	10.160	12.249	14.251	13.944	9.106	60.120	109.670
Total			177.047	778.297	955.344	386.833	487.093	249.975	219.310	733.571	2.076.782

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			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\$	5,98%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chile	Ch\$	5,19%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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 30.06.2021	Vencimiento					Total No Corriente al 30.06.2021
			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\$	0,00%	118	7.503	7.621	-	-	-	-	-	-
Chile	UF	5,30%	6.317	18.950	25.267	25.266	25.266	25.266	25.266	609.290	710.354
Perú	US\$	5,75%	162	485	647	647	647	647	647	11.025	13.613
Perú	PEN	6,34%	4.843	31.230	36.073	46.153	41.011	52.696	73.134	196.466	409.460
Colombia	COP	6,02%	91.013	121.602	212.615	364.486	209.258	148.613	165.937	295.710	1.184.004
Brasil	BRL	7,07%	169.220	168.365	337.585	401.771	568.257	192.539	250.531	314.968	1.728.066
Total			271.673	348.135	619.808	838.323	844.439	419.761	515.515	1.427.459	4.045.497

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	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	11.309	13.821
Perú	PEN	6,24%	5.292	42.218	47.510	50.087	60.314	56.162	50.510	209.399	426.472
Colombia	COP	5,74%	236.187	138.040	374.227	321.820	270.759	238.759	247.208	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	1.352.092
Total			265.404	443.209	708.613	680.112	749.924	633.075	429.427	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 30.06.2021	Vencimiento					Total No Corriente al 30.06.2021
			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\$	promedio	8.739	-	8.739	4.101	7.594	7.494	7.494	12.760	39.443
Colombia	COP	0,25%	628	-	628	-	-	-	-	-	-
Brasil	BRL	3,45%	6.618	18.867	25.485	22.199	4.207	2.518	2.579	3.532	35.035
Total			15.985	18.867	34.852	26.300	11.801	10.012	10.073	16.292	74.478

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	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	153.902
Total			60.153	38.313	98.466	59.939	49.094	44.618	18.598	23.386	195.635

20.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos, continuación

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tipo de Amortización	Corriente						Total No Corriente		
									al 31.12.2020								
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años		Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	C.I. ALLIANCE S.A.	Colombia	COP	7,50%	Mensual	95	224	319	254	273	294	316	4.802	5.939
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	TERRAPUERTO SAS	Colombia	COP	7,50%	Mensual	67	113	180	178	192	206	221	3.368	4.165
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	COMPANÍA GENERAL DE	Colombia	COP	7,50%	Mensual	57	107	164	152	163	176	189	2.904	3.584
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Colombia	COP	8,08%	Mensual	975	1.362	2.337	201	154	102	33	942	1.432
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO INTERBANK DEL PERU	Perú	PEN	5,89%	Trimestral	716	2.161	2.877	2.931	106	-	-	-	3.037
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO CONTINENTAL	Perú	PEN	2,99%	Trimestral	1.758	5.423	7.181	7.756	1.988	-	-	-	9.744
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	CORP IMG	Perú	US\$	2,27%	Mensual	1	766	767	1.697	1.697	1.697	1.697	7.778	14.566
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Perú	PEN	4,92%	Mensual	65	164	229	229	240	253	87	-	809
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Perú	US\$	3,94%	Mensual	48	177	225	200	93	46	-	-	339
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	SCOTIABANK PERU	Perú	US\$	3,70%	Trimestral	2.418	7.268	9.686	2.397	-	-	-	-	2.397
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Perú	US\$	3,23%	Trimestral	627	2.060	2.687	1.463	-	-	-	-	1.463
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Perú	PEN	7,57%	Mensual	8	11	19	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Colombia	COP	7,87%	Mensual	528	1.263	1.791	364	122	28	-	-	514
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	CASTELLO BRANCO OFFICE PARK - FUNDO DE INVESTIMENTO IMOBILIÁRIO (50%) / CSHG REAL E	Brasil	BRL	10,55%	Mensual	622	1.040	1.662	1.515	1.674	1.851	2.046	2.461	9.547
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL	Brasil	BRL	9,45%	Mensual	1.228	1.641	2.869	2.368	2.592	2.836	3.104	3.207	14.107
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Brasil	BRL	6,96%	Mensual	2.886	3.370	6.256	3.582	1.858	310	214	20	5.984
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Brasil	BRL	12,42%	Mensual	12	36	48	31	-	-	-	-	31
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	BBVA	Perú	US\$	2,81%	Trimestral	2.233	4.529	6.762	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAEQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú	US\$	3,37%	Mensual	7	383	390	828	802	802	802	3.674	6.908
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Perú	PEN	1,59%	Trimestral	-	45	45	181	45	-	-	-	226
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Perú	US\$	4,12%	Mensual	3	3	6	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Perú	US\$	2,23%	Trimestral	6	14	20	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Perú	PEN	5,45%	Mensual	2	3	5	-	-	-	-	-	-
Extranjero	ENEL BRASIL S.A.	Brasil	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Brasil	BRL	10,93%	Mensual	9	27	36	22	-	-	-	-	22
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Brasil	EUR	9,31%	Mensual	15	2	17	3	4	4	4	371	386
Extranjero	ENEL X BRASIL	Brasil	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Brasil	BRL	9,02%	Mensual	63	51	114	41	3	-	-	146	190
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Brasil	BRL	7,05%	Mensual	315	251	566	154	32	18	14	36	254
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Brasil	BRL	7,86%	Mensual	27	13	40	11	-	-	-	-	11
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	FUNDO DE INVESTIMENTO IMOBILIÁRIO PATRIMONIAL III	Brasil	BRL	8,54%	Mensual	1.851	-	1.851	717	778	844	919	1.023	4.281
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Brasil	BRL	8,75%	Mensual	416	626	1.042	501	74	73	77	137	862
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Brasil	BRL	7,93%	Mensual	879	278	1.157	106	44	33	3	-	186
Extranjero	Enel Generación Fortaleza	Brasil	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Brasil	BRL	12,42%	Mensual	11	34	45	29	-	-	-	-	29
Extranjero	EDESUR	Argentina	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Argentina	ARS	0,62%	Mensual	-	78	78	45	-	-	-	-	45
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	ACREEDORES VARIOS	Brasil	BRL	7,09%	Mensual	2	3	5	11	1	-	-	-	12
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	96.565.580-8	ACREEDORES VARIOS	Chile	UF	0,01%	Mensual	11	8	19	-	-	-	-	-	-
Total									17.961	33.534	51.495	27.967	12.935	9.573	9.726	30.869	91.070

20.2 Flujos futuros de deuda no descontados

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

miles de dólares estadounidenses - MUJ\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 30.06.2021
			Vencimiento		Total Corriente al 30.06.2021	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	
Argentina	ARS	0,62%	19	24	43	25	29	-	-	-	54
Perú	US\$	3,86%	9.107	12.171	21.278	4.561	2.474	2.441	2.504	12.789	24.769
Perú	PEN	4,59%	4.552	7.895	12.447	8.151	264	220	-	-	8.635
Colombia	COP	7,79%	2.386	5.082	7.468	5.990	4.645	2.842	2.655	23.476	39.608
Brasil	BRL	11,79%	7.216	19.089	26.305	16.242	13.206	12.197	11.502	88.263	141.410
Brasil	BRL	9,31%	30	86	116	58	58	58	58	1.657	1.889
Chile	UF	0,01%	19	-	19	-	-	-	-	-	-
Panamá	US\$	7,85%	54	554	608	294	285	274	264	4.605	5.722
Guatemala	US\$	8,49%	112	336	448	1.265	949	902	855	4.007	7.978
Total			23.495	45.237	68.732	36.586	21.910	18.934	17.838	134.797	230.065

miles de dólares estadounidenses - MUJ\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	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	
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

21. 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.

21.1 Riesgo de tasa de interés

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

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

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

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

Posición bruta:

	al 30.06.2021	al 31.12.2020
	%	%
Tasa de interés fija	32%	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.

21.2 Riesgo de tipo de cambio

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

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

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

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

Durante el primer semestre de 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.

21.3 Riesgo de commodities

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

- Compras de combustibles en el proceso de generación de energía eléctrica.
- Operaciones de 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 30 de junio 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 semestre de 2021.

21.4 Riesgo de liquidez

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

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver Notas 19 y 22.

Al 30 de junio de 2021, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 1.434.855 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 981.000 en líneas de crédito de largo plazo disponible de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 1.506.993 en efectivo y otros medios equivalentes.

21.5 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 periodo 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, siguen suspendidas las actividades de cortes de suministro. 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 diciembre 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 y mantienen 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 (Moo dy'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 en mercado 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.

21.6 Medición del riesgo

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

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

- Deuda Financiera.
- 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 periodo (trimestre) durante cinco años.

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

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a MUS\$ 559.000.

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.

22. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

22.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.

a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

al 30.06.2021				
	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	-	3.623.136	-	-
Instrumentos derivados	185	-	-	36.330
Otros activos de carácter financiero	119.797	60.164	-	-
Total Corriente	119.982	3.683.300	-	36.330
Instrumentos de patrimonio	-	-	256	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	589.847	-	-
Instrumentos derivados	48.490	-	-	85.006
Otros activos de carácter financiero	2.901.722	323.896	-	-
Total No Corriente	2.950.212	913.743	256	85.006
Total	3.070.194	4.597.043	256	121.336

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 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

al 30.06.2021			
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	1.345.687	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	4.767.147	-
Instrumentos derivados	2.036	-	48.036
Otros pasivos de carácter financiero	8.177	55.733	-
Total Corriente	10.213	6.168.567	48.036
Préstamos que devengan interés	-	5.046.458	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	3.825.536	-
Instrumentos derivados	13.868	-	35.030
Otros pasivos de carácter financiero	-	119.418	-
Total No Corriente	13.868	8.991.412	35.030
Total	24.081	15.159.979	83.066

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

22.2 Instrumentos derivados

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

La compañía clasifica sus coberturas en:

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

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 30 de junio 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 30.06.2021				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:	575	17.470	429	9.872	306	18.416	-	-
Cobertura flujos de caja	575	828	429	9.872	-	-	-	-
Cobertura de valor razonable	-	16.642	-	-	306	18.416	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	35.940	116.026	49.643	39.026	86.159	11.219	6.730	9
Cobertura de flujos de caja	35.940	84.190	49.564	39.026	51.661	11.219	6.716	9
Cobertura de valor razonable	-	31.836	79	-	34.498	-	14	-
Total	36.515	133.496	50.072	48.898	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 30.06.2021	al 31.12.2020
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	7.128	53.221
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	90.517	56.494
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(29.711)	3.682
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos Operacionales	(3.108)	(2.725)
FORWARD	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(3.015)	(802)
FORWARD	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	9.057	(509)
FORWARD	Tipo de cambio	Costos Operacionales	173	-

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 30 de junio 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 30 de junio de 2021 y 2020, ha sido la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Primeros seis meses			
	2021		2020	
	Ingresos	Gastos	Ingresos	Gastos
Instrumento derivado	-	-	26.570	-
Partida subyacente	-	-	-	316
Total	-	-	26.570	316

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

Al 30 de junio 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 30.06.2021				al 31.12.2020			
	Activos Corriente	Activos No Corriente	Pasivos Corriente	Pasivos No Corriente	Activos Corriente	Activos No Corriente	Pasivos Corriente	Pasivos No Corriente
Instrumentos derivados de no cobertura (1)	14.762	-	8.177	-	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 30 de junio 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	Valor Razonable	al 30.06.2021						
		Valor Nominal						
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	Total
Cobertura de tipo de interés:	7.744	8.000	114.477	65.974	8.000	167.930	195.937	560.318
Cobertura de flujos de caja	(8.898)	8.000	114.477	65.974	8.000	167.930	195.937	560.318
Cobertura de valor razonable	16.642	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	63.297	800.214	244.011	298.246	130.915	22.128	151.022	1.646.536
Cobertura de flujos de caja	31.540	795.179	237.459	290.178	122.847	17.093	120.810	1.583.566
Cobertura de valor razonable	31.757	5.035	6.552	8.068	8.068	5.035	30.212	62.970
Derivados no designados contablemente de cobertura	6.585	538.877	-	-	-	-	-	538.877
Total	77.626	1.347.091	358.488	364.220	138.915	190.058	346.959	2.745.731

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Derivados Financieros	Valor Razonable	al 31.12.2020						
		Valor Nominal						
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	Total
Cobertura de tipo de interés:	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.

22.3 Jerarquías del valor razonable

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

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	al 30.06.2021	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	121.532	-	121.532	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	48.479	-	48.479	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	14.762	-	14.762	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	256	-	256	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	3.006.756	124.706	2.882.050	-
Total	3.191.785	124.706	3.067.079	-
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	98.891	-	98.891	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	79	-	79	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	8.177	-	8.177	-
Total	107.147	-	107.147	-

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	-

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

El detalle de acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Corriente		No Corriente	
	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar				
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía	1.092.239	1.323.617	93.616	100.517
Proveedores por compra de combustibles y gas	9.870	24.621	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	1.129.912	1.071.248	25.395	3.155
Cuentas por pagar por compra de activos	27.775	49.332	10.233	10.990
Sub total	2.259.796	2.468.818	129.244	114.662
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	172.172	145.875	-	-
Cuentas por pagar con CAMMESA (1)	459.663	337.317	24.156	27.475
Multas y reclamaciones (2)	20.495	18.817	44.318	56.013
Obligaciones investigación y desarrollo	118.414	154.595	38.094	40.925
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	104.533	40.916	457	672
Cuentas por pagar al personal	141.374	154.269	1.182	1.136
PIS/COFINS sobre IVA para ser devueltos al consumidor (3)	356.709	211.611	2.690.417	1.474.165
Pasivo Regulatorio Filiales Brasileñas (4)	432.907	418.680	143.114	186.946
Acuerdo Enel Distribución Sao Paulo con Eletrobras (5)	73.037	68.501	70.823	134.925
Otras cuentas por pagar	75.565	74.177	41.192	24.556
Sub total	1.954.869	1.624.758	3.053.753	1.946.813
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	4.214.665	4.093.576	3.182.997	2.061.475

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

(1) Al 30 de junio de 2021, en nuestra subsidiaria Edesur, se incluyen MUS\$ 459.663 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\$ 24.156 (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 30 de junio de 2021, se incluye MUS\$ 38.231 (MUS\$ 38.007 al 31 de diciembre de 2020) como resultado de la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016.

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

(4) ver nota 9 (ii).

(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 periodo de cinco años hasta junio 2023.

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, se expone en Anexo 4.

24. PROVISIONES

a) El desglose de las provisiones al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es el siguiente:

Provisiones	Corriente		No corriente	
	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020
Por reclamaciones legales (*)	217.118	192.411	774.693	748.640
Por desmantelamiento o restauración (**)	17.340	22.635	92.087	69.959
Provisión Medio Ambiente	820	600	503	7.072
Otras provisiones (***)	18.943	4.779	33.467	8.229
Total	254.221	220.425	900.750	833.900

(*) Las principales contingencias se revelan en nota 34.3.

(**) Al 30 de junio 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\$ 23.658 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 29).

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 seis meses terminado el 30 de junio de 2021 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020, es el siguiente:

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	71.927	2.554	34.574	109.055
Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	437	24.966	4.747	30.150
Provisión Utilizada	(37.822)	(3.896)	(20.319)	(62.037)
Actualización efectos	26.342	700	14.766	41.808
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	28.068	(7.491)	1.062	21.639
Transferencia P&L	(38.192)	-	(1.777)	(39.969)
Total Movimientos en Provisiones	50.760	16.833	33.053	100.646
Saldo final al 30.06.2021	991.811	109.427	53.733	1.154.971

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 (1)	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

25. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO

25.1 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.

25.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

- a) Al 30 de junio 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 30.06.2021	al 31.12.2020
Obligaciones post empleo	3.512.170	3.706.545
(-) Plan de activos (*)	(2.413.981)	(2.097.081)
Total	1.098.189	1.609.464
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	42.838	14.753
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	143.238	-
Total Obligaciones Post Empleo, neto (i)	1.284.265	1.624.217

Conciliación con cuentas contables:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

(i) Obligaciones Post Empleo, neto	al 30.06.2021	al 31.12.2020
Obligación Post Empleo largo plazo	1.284.265	1.624.217
Planes de Pension	1.176.712	1.489.472
Planes de Salud	83.567	106.242
Otros Planes	23.986	28.503
Total Obligaciones Post Empleo, neto	1.284.265	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\$ 42.838 al 30 de junio 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.

(***) En Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A de acuerdo a lo establecido por la CINIIF 14, al 30 de junio 2021 se registraron MUS\$143.238 (MUS\$0 al 31 de diciembre 2020) correspondiente a los contratos de deuda actuariales que la empresa Enel Distribución Río firmó con Brasiletros y Enel Distribución Sao Paulo S.A. firmó con Funceps (instituciones de fondos de pensiones que gestionan los planes complementarios para los empleados y jubilados), en vista de equiparar los déficit de ciertos planes de pensiones, ya que el patrocinador asume las responsabilidades de estos planes, de acuerdo con la legislación vigente.

- b) Los gastos registrados en el estado de resultados integrales consolidados por los periodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2021 y 2020, son los siguientes:

Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	Primeros seis meses	
	2021	2020
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	2.025	5.152
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	124.552	142.082
Ingresos por intereses activos del plan	(69.719)	(90.410)
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	516	1.500
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	57.374	58.324
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(326.059)	(34.030)
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	(268.685)	24.294

La ganancia por mediciones de planes de beneficios definidos, se explica fundamentalmente por el ajuste a la tasa de descuento que el Grupo aplicó al cierre del primer semestre de 2021. El cambio en este supuesto actuarial, de un rango de más de 100 puntos base en Brasil y Colombia, se originó por los cambios en el entorno macroeconómico y financiero que ha generado la pandemia de COVID-19 (ver notas 2.3 y 34.5).

- c) La presentación del pasivo actuarial neto al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, es la siguiente:

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	55.349
Costos de los Servicios en el Período	2.025
Beneficios Pagados en el Período	(6.026)
Aportaciones del Período	(87.529)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(322.523)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	95
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(160.096)
Cambios del Límite de Activo	24.676
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	131.789
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.237
Traspaso del personal	(79)
Diferencias de conversión	26.706
Traspaso a Deuda Financiera (*)	(5.576)
Saldo final al 30.06.2021	1.284.265

(*) 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\$ 271.300, el cual se explica de la siguiente manera:

- MUS\$ 182.335 (MUS\$ 176.759 registrado en diciembre 2020 y MUS\$ 5.576 en junio 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 instrumentizó 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 seis meses terminado el 30 de junio 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	2.025
Costo por intereses	124.552
Aportaciones Efectuadas por los participantes	163
Diferencia de conversión de moneda extranjera	129.397
Contribuciones pagadas	(129.242)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.237
Traspaso del personal	(79)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones	(322.523)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	95
Saldo final al 30.06.2021	3.512.170

Al 30 de junio 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 96,56% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (96,02% a 31 de diciembre de 2020), en un 2,76% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (3,35% a 31 de diciembre 2020), en un 0,42% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (0,38% a 31 de diciembre de 2020), el 0,15% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,17% al 31 de diciembre de 2020) y el 0,02% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas de EGP Panamá.

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	(69.719)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(160.096)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(117.033)
Aportaciones del empleador	(87.529)
Aportaciones pagadas	(163)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	123.216
Traspaso a Deuda Financiera	(5.576)
Saldo final al 30.06.2021	(2.413.981)

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 30.06.2021		al 31.12.2020	
Acciones (renta variable)	349.659	14,48%	206.176	9,83%
Activos de renta fija	1.792.819	74,27%	1.774.894	84,64%
Inversiones inmobiliarias	83.915	3,48%	62.392	2,98%
Otros	187.588	7,77%	53.619	2,56%
Total	2.413.981	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) Brasileiros, 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 Brasileiros, 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 30.06.2021	al 31.12.2020
Inmuebles	20.209	20.522
Total	20.209	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	516
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	24.676
Diferencias de Conversión	2.893
Saldo final al 30.06.2021	42.838

25.3 Otras revelaciones:

- Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Perú	
	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 30.06.2021
Tasas de descuento utilizadas	4,20%	2,55%	7,74% - 8,63%	4,88% - 7,95%	7,02%	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%	4,70%	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	RV2008	RV2008	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014	SPP-S-2017	SPP-S-2017
Tasa de rotación esperada	7,00%	7,25%	5,19%	5,19%	0,46%	0,46%	1,26%	1,26%	5,20%	5,20%

- Sensibilización:**

Al 30 de junio 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\$ 314.757 (MUS\$ 319.395 al 31 de diciembre 2020) en caso de un alza en la tasa y un aumento de MUS\$ 333.284 (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 30 de junio de 2021 y 2020 fueron de MUS\$ 5.235 y MUS\$ 5.055, 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\$ 96.772.

- Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las obligaciones del Grupo Enel Américas corresponde a 9,67 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	MUS\$
1	298.426
2	288.144
3	282.293
4	275.287
5	251.062
6 a 10	1.275.490

- **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\$ 74.771 y MUS\$ 67.346 por los periodos terminados el 30 de junio 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.

26. PATRIMONIO

26.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

26.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

El capital de Enel Américas al 30 de junio de 2021 asciende a MUS\$ 15.799.499 representado por 107.281.698.561 acciones autorizadas. Al 30 de junio de 2020 el capital ascendía a MUS\$ 9.783.875 y estaba representado por 76.086.311.036 acciones autorizadas. Todas las acciones emitidas por Enel Américas están suscritas y pagadas y admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE).

Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera al 30 de junio de 2021 ascienden a MUS\$ 272 representadas por 1.809.031 acciones, las que fueron adquiridas como resultado del proceso de fusión con EGP Américas (ver nota 5).

Cambios en el Capital Emitido

- Aumento de capital Año 2019

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.

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

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

- (i) Reducir del capital gastos de emisión y colocación de acciones por MUS\$ 20.797 (ver Nota 26.5.c.8), relacionados al proceso de aumento de capital realizado en 2019; y
- (ii) La propuesta de fusión por incorporación de EGP Américas SpA (“EGP Américas”) en Enel Américas (la “Fusión”). En virtud de la Fusión, Enel Américas adquirirá todos los activos y pasivos de EGP Américas y la sucederá en todos sus derechos y obligaciones, permitiéndole a la Sociedad controlar y consolidar la propiedad del negocio y activos de generación de energías renovables no convencionales que Enel Green Power S.p.A. desarrolla y posee en Centro y Sudamérica (excepto Chile).

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

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

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

Número de acciones en circulación de Enel Américas previo a la fusión			
			76.086.311.039
	Número de Acciones	Razón de Intercambio de Acciones	Número de Acciones
Fusión con EPG Américas (1)			
Acciones de Enel Spa	76.086.311.039	0,41	31.195.387.525
Recompra de Acciones (2)			
Ejercicio derecho a retiro accionistas minoritarios de Enel Américas	(1.809.031)		(1.809.031)
Número de acciones en circulación Enel Américas posterior a la fusión			107.219.889.530
Número total de acciones capital emitidos			107.221.698.561
Número total de acciones propias en cartera			(1.809.031)
Número de acciones en circulación Enel Américas posterior a la fusión			107.219.889.530

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

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

26.1.2 Dividendos

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

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de acuerdo	Fecha de Pago	Monto Total MUS\$	Dolar por Acción	Imputado al Ejercicio
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
103	Definitivo	29/04/2021	28/05/2021	339.607	0,00317	2020

26.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de cambios en patrimonio consolidado por los periodos terminados el 30 de junio de 2021 y 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses	
Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas (*)	2021	2020	
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(776.965)	(634.914)	
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	39.376	45.612	
Enel Distribución Perú S.A.	(54.294)	9.020	
Dock Sud S.A.	(134.242)	(107.241)	
Enel Brasil S.A.	(2.642.259)	(3.184.150)	
Enel Generación Costanera S.A.	(141.161)	(107.261)	
Emgesa S.A. E.S.P.	(145.992)	(136.043)	
Enel Generación El Chocón S.A.	(401.875)	(348.969)	
Enel Perú S.A.	193.674	191.744	
Enel Generación Perú S.A.	(219.642)	(150.899)	
Enel Generación Piura S.A.	(13.036)	(1.639)	
Enel Green Power Brasil Participacoes Ltda	428.485	-	
Enel Green Power Perú	(139)	-	
Enel Green Power Argentina	(107)	-	
Enel Green Power Colombia	(2.510)	-	
Otros	(84.323)	(49.250)	
Total	(3.955.010)	(4.473.990)	

(*) Ver Nota 2.9.

26.3 Gestión del capital

El objetivo de Enel Américas S.A. en materia de gestión de capital es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el acceso a los mercados financieros para el desarrollo de sus objetivos de mediano y largo plazo, optimizando el retorno a sus accionistas y manteniendo una sólida posición financiera.

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

La compañía tiene algunas subsidiarias que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. Al 30 de junio de 2021, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus subsidiarias Enel Brasil, EGP Brasil Participacoes y Enel Perú asciende a MUS\$ 563.307, MUS\$ 976.320 y MUS\$ 314.352, respectivamente.

26.5 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los periodos terminados el 30 de junio de 2021 y 2020, fueron los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 01.01.2021	Movimiento 2021	al 30.06.2021
Diferencias de cambio por conversión (a)	(4.308.296)	353.286	(3.955.010)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(9.383)	(3.063)	(12.446)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados	(692)	(2)	(694)
Otras reservas varias (c)	(2.754.546)	(1.064.633)	(3.819.179)
Total	(7.072.917)	(714.412)	(7.787.329)

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 01.01.2020	Movimiento 2020	al 30.06.2020
Diferencias de cambio por conversión (a)	(2.283.155)	(2.190.835)	(4.473.990)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(1.334)	184	(1.150)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados	(687)	(2)	(689)
Otras reservas varias (c)	(3.006.823)	103.560	(2.903.263)
Total	(5.291.999)	(2.087.093)	(7.379.092)

- a) **Reservas por diferencias de cambio por conversión:** Proviene fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en:
- La conversión de nuestras subsidiarias que tienen moneda funcional distinta al dólar estadounidense (Nota 2.9) y
 - La valoración de las plusvalías compradas surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al dólar estadounidense (Nota 3.c.).
- b) **Reservas de cobertura flujo de efectivo:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (Nota 3.g.5).
- c) **Otras reservas varias.**

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros seis meses		
	Otras Reservas Varias	2021	2020
Reserva por aumento de capital año 2013 (1)		(1.345.368)	(1.345.368)
Reserva por restructuración societaria ("División") (2)		716.712	716.712
Reserva operaciones subsidiarias (3)		(456.349)	(456.349)
Reserva transición a IFRS (4)		(1.490.605)	(1.490.605)
Reserva por fusión Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas (5)		(730.748)	(730.748)
Reserva por OPA Endesa Américas y Derecho a Retiro (6)		(57.101)	(57.101)
Hiperinflación Argentina (7)		884.224	549.756
Reserva por aumento de capital año 2019 (8)		-	(20.797)
Reserva por aumento de capital año 2021 (9)		(13.944)	-
Reserva por fusión de Enel Américas con EGP Américas (10)		(1.259.422)	-
Otras reservas varias (11)		(66.578)	(68.763)
Total		(3.819.179)	(2.903.263)

- 1) Reserva originada como consecuencia del aumento de Capital que Enel Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013.
- 2) Reserva por la restructuración societaria ("división de Sociedades") materializada con fecha 1 de marzo de 2016. Representa el efecto generado por la reorganización de Enel Américas y separación del negocio de Chile en Enel Chile S.A..
- 3) Reservas provenientes de operaciones en nuestras subsidiarias. Representan el efecto generado por compras de participaciones de subsidiarias bajo control común.
- 4) Reserva de transición a las NIIF: En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del

capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.

- 5) Reserva por la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas en y con Enel Américas, materializada el 1 de diciembre de 2016. Representa el reconocimiento de la diferencia entre el aumento de capital en Enel Américas, y el importe en libros de las participaciones no controladoras que pasaron a formar parte del capital social en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas, como consecuencia de la fusión. La diferencia entre el valor de mercado de la contraprestación recibida o pagada y el monto por el cual se ajustó la participación no controladora fue reconocida en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas.
- 6) Reserva OPA Endesa Américas y derecho a retiro: Representa la diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas como parte de la OPA sobre Endesa Américas y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de MUS\$ 56.578. Además, se incluye el efecto por MUS\$ 523 relacionado con la diferencia entre el valor pagado y el valor libros de las acciones de aquellos accionistas que ejercieron su derecho a retiro.
- 7) Corresponde al efecto que han reconocido nuestras subsidiarias en Argentina por aplicación de NIC 29 sobre las cuentas patrimoniales.
- 8) Reserva Aumento de capital año 2019: Durante el ejercicio 2019 la sociedad registró un cargo por MUS\$ 20.797 por concepto de 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 26.1.1).
- 9) Reserva Aumento de capital año 2021: Al 30 de junio de 2021, la sociedad registró un cargo de MUS\$ 13.944 por concepto de gastos de emisión y colocación de acciones, determinados según el criterio contable descrito en nota 3.t). Para mayor información, ver nota 26.1.1.
- 10) Reserva por fusión de Enel Américas con EGP Américas: Al 30 de junio de 2021, la sociedad registró un cargo de MUS\$ 1.259.422 como consecuencia de la fusión con EGP Américas, determinados según el criterio contable descrito en nota 2.7.5, referido a combinaciones de negocios bajo control común.
- 11) Otras reservas varias provenientes de operaciones realizadas en periodos anteriores.

26.6 Participaciones no controladoras.

El detalle de las principales participaciones no controladoras por los periodos terminados el 30 de junio de 2021 y 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañías	%	Participaciones No Controladoras			
		Patrimonio		Resultado	
		al 30.06.2021	al 30.06.2021	al 31.12.2020	Primeros seis meses 2021 2020
Enel Distribución Río S.A.	0,27%	1.998	1.883	(6)	28
Enel Distribución Ceará S.A.	25,95%	185.106	170.552	13.387	5.776
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	51,59%	431.629	513.182	68.603	60.493
Emgesa S.A. E.S.P.	51,52%	661.799	779.121	116.295	100.346
Enel Distribución Perú S.A.	16,85%	117.830	123.704	7.674	7.483
Enel Generacion Perú S.A.	16,40%	105.675	133.466	11.097	11.783
Chinango S.A.C.	33,12%	20.223	20.888	3.660	3.178
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,91%	180.906	198.054	(37.979)	(15.661)
Enel Generacion Costanera S.A.	24,38%	46.226	43.751	(1.924)	(439)
Enel Generacion El Chocón S.A.	34,31%	91.698	97.986	(5.772)	7.607
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	77.231	71.077	(1.041)	(1.065)
Central Dock Sud S.A.	29,76%	70.210	64.709	(1.042)	(998)
Enel Generacion Piura S.A.	3,50%	3.610	4.905	238	164
Enel Distribución Goias	0,04%	442	462	-	(5)
Luz de Angra Energia S.A.	49,00%	414	383	12	-
Enel Fortuna S.A.	49,95%	221.549	-	11.918	-
Tecnoguat, S.A.	25,00%	4.039	-	29	-
Otros		4.827	3.681	849	384
Total		2.225.412	2.227.804	185.998	179.074

27. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS

El detalle de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los periodos terminados el 30 de junio de 2021 y 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros seis meses	
Ingresos de Actividades Ordinarias	2021	2020
Ventas de energía	5.271.595	4.489.462
Generación	1.313.595	830.254
Clientes Regulados	308.876	185.608
Clientes no Regulados	524.472	376.291
Ventas de Mercado Spot	478.678	267.013
Otros Clientes	1.569	1.342
Distribución	3.958.000	3.659.208
Residenciales	2.219.237	2.170.909
Comerciales	809.266	835.834
Industriales	452.316	326.105
Otros Consumidores	477.181	326.360
Otras ventas	21.842	16.978
Ventas de gas	10.092	12.589
Ventas de otros combustibles	4.652	2.880
Ventas de productos y servicios	7.098	1.509
Otras prestaciones de servicios	815.860	738.868
Peajes y transmisión	687.317	621.236
Arriendo equipos de medida	60	60
Prestaciones de Servicios y Asesorías Negocio Distribución (Alumbrado público, empalmes y asesorías eléctricas)	90.395	79.032
Otras prestaciones	38.088	38.540
Total Ingresos de actividades ordinarias	6.109.297	5.245.308

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Primeros seis meses	
Otros Ingresos	2021	2020
Ingresos por contratos de construcción	473.785	400.411
Otros	74.532	55.341
Total Otros Ingresos	548.317	455.752

28. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El detalle de las materias primas y consumibles utilizados por los periodos terminados el 30 de junio de 2021 y 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses	
Materias primas y consumibles utilizados	2021	2020	
Compras de energía	(2.903.437)	(2.357.646)	
Consumo de combustible	(62.194)	(71.763)	
Gas	(56.724)	(54.576)	
Petróleo	(1.125)	(2.558)	
Carbón	(4.345)	(14.629)	
Gastos de transporte	(545.700)	(479.064)	
Costos por contratos de construcción	(473.785)	(400.411)	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(160.337)	(112.503)	
Total Materias primas y consumibles utilizados	(4.145.453)	(3.421.387)	

29. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle de los gastos por beneficios a los empleados por los periodos terminados el 30 de junio de 2021 y 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses	
Gastos por beneficios a los empleados	2021	2020	
Sueldos y salarios	(208.724)	(203.650)	
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(7.260)	(10.207)	
Seguridad social y otras cargas sociales	(110.806)	(112.939)	
Otros gastos de personal (*)	(29.987)	(5.815)	
Total Gastos por beneficios a los empleados	(356.777)	(332.611)	

(*) Ver nota 24.

30. 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 30 de junio de 2021 y 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses	
	2021	2020	
Depreciación	(264.682)	(233.438)	
Amortización	(192.053)	(193.340)	
Total	(456.735)	(426.778)	

b) El detalle de los rubros referidos a deterioros por los periodos terminados el 30 de junio de 2021 y 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses						
Información por Segmento por Reversión y (Pérdidas) por Deterioro	Generación		Distribución		Otros		Total	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Propiedad, planta y equipo (ver nota 16)	(51)	-	-	-	-	-	(51)	-
Total Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(51)	-	-	-	-	-	(51)	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (ver nota 9)	(1.586)	(179)	(104.205)	(134.256)	(209)	200	(106.000)	(134.235)
Otros activos	(812)	(34)	(7.914)	(7.737)	-	-	(8.726)	(7.771)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(2.398)	(213)	(112.119)	(141.993)	(209)	200	(114.726)	(142.006)

31. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle de los otros gastos por naturaleza por los periodos terminados el 30 de junio de 2021 y 2020, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Primeros seis meses	
	2021	2020
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(248.518)	(241.275)
Gastos administrativos	(58.522)	(46.125)
Reparaciones y conservación	(121.535)	(130.831)
Indemnizaciones y multas	(645)	(4.355)
Tributos y tasas	(16.061)	(13.238)
Primas de seguros	(25.906)	(19.549)
Arrendamientos y cánones	(2.775)	(4.097)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(3.960)	(3.658)
Otros suministros y servicios	(67.992)	(81.523)
Gastos de viaje	(887)	(2.569)
Gastos de medio ambiente	(951)	(1.104)
Total	(547.752)	(548.324)

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los periodos terminados el 30 de junio de 2021 y 2020 fueron de MUS\$ 20 y MUS\$ 20, respectivamente.

32. RESULTADO FINANCIERO

El detalle de los ingresos y costos financieros por los periodos terminados el 30 de junio de 2021 y 2020, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses	
Ingresos financieros	2021	2020	
Efectivo y otros medios equivalentes	36.491	36.445	
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil) (1)	-	9	
Ingresos financieros por concesiones CINIF 12 (Brasil) (2)	92.862	7.464	
Intereses Cobrados a Clientes en Cuentas de Energía y Facturaciones	38.185	33.584	
Otros ingresos financieros (3)	41.575	33.893	
Total Ingresos Financieros	209.113	111.395	

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses	
Costos financieros	2021	2020	
Costos Financieros	(447.837)	(329.371)	
Préstamos bancarios	(54.523)	(34.270)	
Obligaciones con el público	(99.277)	(108.302)	
Pasivos por arrendamientos	(4.560)	(5.194)	
Valoración derivados financieros	(15.488)	(2.365)	
Actualización financiera de provisiones (4)	(41.496)	(28.681)	
Gastos financieros activados	2.803	4.276	
Obligación por beneficios post empleo (1)	(55.349)	(53.181)	
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(6.827)	(3.658)	
Gastos financieros empresas relacionadas (5)	(11.876)	(295)	
Otros costos financieros (6)	(161.244)	(97.701)	
Resultado por unidades de reajuste (*)	44.407	35.770	
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	65.356	6.944	
Total Costos Financieros	(338.074)	(286.657)	
Total Resultado Financiero	(128.961)	(175.262)	

- (1) Ver Nota 25.2.c).
- (2) Corresponde al ingreso financiero por la actualización financiera durante los periodos terminados el 30 de junio 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 30 de junio de 2021 incluye ingresos financieros de activos regulatorios subsidiarias brasileñas por MUS\$ 12.510 (MUS\$ 11.242 al 30 de junio de 2020), ingreso financiero por cuentas por cobrar VOSA de subsidiarias generación argentina por MUS\$ 5.083 (MUS\$6.578 al 30 de junio de 2020), y otros ingresos por MUS\$ 23.982 (MUS\$ 16.073 al 30 de junio de 2020).
- (4) Para el periodo terminado el 30 de junio de 2021, se incluyen MUS\$ 16.804 (MUS\$ 7.122 al 30 de junio 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 23). Adicionalmente, nuestras subsidiarias brasileñas, han reconocido MUS\$ 24.526 y MUS\$ 21.700 durante los periodos terminados al 30 de junio de 2021 y 2020, respectivamente, por concepto de actualización financiera de reclamaciones legales.

(5) Para el periodo terminado el 30 de junio de 2021 son incluidos Intereses por la deuda con Enel Finance International NV por MUS\$ 8.501 (MUS\$ 295 al 30 de junio de 2020) (ver nota 10.d).

(6) Para el periodo terminado el 30 de junio de 2021 se incluyen intereses provenientes de la deuda de CAMMESA por MUS\$ 76.340 (MUS\$ 22.665 al 30 de junio de 2020), Costos bancarios por MUS\$ 8.028 (MUS\$ 13.389 al 30 de junio de 2020) y Otros por MUS\$ 76.876 (MUS\$ 61.647 al 30 de junio de 2020).

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses	
Resultado por Unidades de Reajuste (*)	2021	2020	
Inventario	13.344	12.938	
Otros activos financieros no corrientes	308	-	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	29	22	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13.677	3.780	
Plusvalía	5.460	2.949	
Propiedades, planta y equipo	392.562	216.906	
Activos por impuestos diferidos	15.309	9.162	
Pasivo por impuestos diferidos	(73.886)	(45.085)	
Patrimonio Total	(314.820)	(163.578)	
Ingresos	(36.540)	(26.499)	
Costos	31.829	23.257	
Resultado financiero	136	1.437	
Otros Gastos Distintos a la operación	(2.567)	-	
Impuesto Sobre Sociedades	(434)	481	
Resultado por Hiperinflación (1)	44.407	35.770	
Total Resultado por Unidades de Reajuste	44.407	35.770	

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		Primeros seis meses	
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	2021	2020	
Efectivo y equivalentes al efectivo	(26.390)	(11.992)	
Otros activos financieros	100.146	181.825	
Otros activos no financieros	124.757	13.533	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	23.003	29.476	
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(196.475)	(108.746)	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	49.512	(42.608)	
Otros pasivos no financieros	(9.197)	(54.544)	
Total Diferencias de Cambio	65.356	6.944	

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

33. INFORMACIÓN POR SEGMENTO

33.1 Criterios de segmentación

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

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

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

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

Segmento de Generación y Transmisión a informar:

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

Nuestro negocio de generación y transmisión es conducido en Argentina por nuestras subsidiarias Enel Trading Argentina (ex Cemsa), Central DockSud, Enel Generación Costanera, Enel Generación El Chocón y Enel Green Power Argentina S.A.; en Brasil por nuestras subsidiarias EGP Cachoeira Dourada, Enel CIEN, Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande), Fortaleza, Enel Tecnología de Redes, Central Geradora Fotovoltaica Sao Francisco Ltda., Enel Trading Brasil S.A. y Enel Green Power Brasil Participacoes Ltda.; en Colombia por nuestra subsidiaria Emgesa y Enel Green Power Colombia S.A.S ESP; en Perú por nuestras subsidiarias Enel Generación Perú, Enel Generación Piura, Chinango y Enel Green Power Perú S.A.C. y en Centroamérica por nuestras subsidiarias Enel Green Power Costa Rica S.A., Enel Green Power Guatemala S.A. y Enel Green Power Panamá S.R.L.

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 São 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.

33.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros

miles de dólares estadounidenses - MU\$S

Línea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	2.127.116	1.752.168	4.602.830	4.321.551	125.160	105.537	6.855.106	6.179.256
Efectivo y equivalentes al efectivo	832.168	678.856	465.265	748.245	137.422	79.892	1.434.855	1.506.993
Otros activos financieros corrientes	100.540	77.146	103.595	151.746	12.341	1.387	216.476	230.279
Otros activos no financieros, corriente	149.529	70.693	642.374	430.800	43.148	59.293	835.051	560.786
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	640.005	699.288	2.864.047	2.524.640	19.650	11.007	3.523.702	3.234.935
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	205.179	110.101	19.929	19.689	(125.674)	(82.840)	99.434	46.950
Inventarios corrientes	107.363	86.375	447.895	384.790	369	268	555.627	471.433
Activos por impuestos corrientes, corriente	90.635	29.709	59.725	61.641	37.904	36.530	188.264	127.880
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	1.697	-	-	-	-	-	1.697	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	10.397.124	5.023.349	16.600.939	14.821.340	1.365.757	909.613	28.363.820	20.754.302
Otros activos financieros no corrientes	565.801	293.011	2.793.238	2.497.735	330	117	3.359.369	2.790.863
Otros activos no financieros no corrientes	99.891	44.772	3.682.622	2.284.187	7.603	3.897	3.790.116	2.332.856
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	284.534	280.119	305.190	297.872	95	533	589.819	578.524
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	43.838	43.945	28	32	(43.838)	(43.945)	28	32
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	399.061	111.027	6.405	1.596	(403.638)	(110.350)	1.828	2.273
Activos intangibles distintos de la plusvalía	506.025	136.560	4.519.675	4.370.876	74.023	17.390	5.099.723	4.524.826
Plusvalía	3.908	-	-	-	1.620.055	945.512	1.623.963	945.512
Propiedades, planta y equipo	8.258.398	3.953.188	4.410.777	4.396.560	5.953	4.924	12.675.128	8.354.672
Propiedad de inversión	-	-	7.047	7.942	-	-	7.047	7.942
Activos por derecho de uso	150.582	127.537	92.026	94.180	5.459	703	248.067	222.420
Activos por impuestos diferidos	85.086	33.190	783.931	870.360	99.715	90.832	968.732	994.382
TOTAL ACTIVOS	12.524.240	6.775.517	21.203.769	19.142.891	1.490.917	1.015.150	35.218.926	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\$

Línea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS								
PASIVOS CORRIENTES	2.028.615	1.652.616	5.707.359	5.178.351	(755.461)	446.255	6.980.513	7.277.222
Otros pasivos financieros corrientes	346.217	317.285	915.808	1.020.125	141.911	487.720	1.403.936	1.825.130
Pasivos por arrendamientos corrientes	24.725	21.478	30.218	29.753	790	264	55.733	51.495
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	815.492	881.993	3.345.304	3.081.693	53.869	129.890	4.214.665	4.093.576
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	617.986	155.817	1.030.726	651.021	(991.427)	(209.716)	657.285	597.122
Otras provisiones corrientes	68.491	79.356	185.484	141.067	246	2	254.221	220.425
Pasivos por impuestos corrientes	81.942	150.727	17.650	69.379	48	2.764	99.640	222.870
Otros pasivos no financieros corrientes	73.762	45.960	182.169	185.313	39.102	35.331	295.033	266.604
PASIVOS NO CORRIENTES	2.638.411	1.280.831	9.259.899	7.759.713	283.784	282.129	12.182.094	9.322.673
Otros pasivos financieros no corrientes	1.660.348	727.682	2.845.922	2.518.301	589.086	591.723	5.095.356	3.837.706
Pasivos por arrendamientos no corrientes	41.734	11.591	72.906	78.882	4.778	597	119.418	91.070
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	26.217	979	3.146.288	2.049.498	10.492	10.998	3.182.997	2.061.475
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	252.751	19.252	710.736	444.950	(320.491)	(319.811)	642.996	144.391
Otras provisiones no corrientes	109.675	84.179	790.812	749.514	263	207	900.750	833.900
Pasivo por impuestos diferidos	448.751	335.101	395.825	282.397	(3.476)	(4.545)	841.100	612.953
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	27.215	32.753	1.253.918	1.588.504	3.132	2.960	1.284.265	1.624.217
Otros pasivos no financieros no corrientes	71.720	69.294	43.492	47.667	-	-	115.212	116.961
PATRIMONIO NETO	7.857.214	3.842.070	6.236.511	6.204.827	1.962.594	286.766	16.056.319	10.333.663
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	7.857.214	3.842.070	6.236.511	6.204.827	1.962.594	286.766	13.830.907	8.105.859
Capital emitido y pagado	5.521.802	1.821.697	3.174.503	2.902.092	7.103.194	5.039.289	15.799.499	9.763.078
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.117.517	1.122.697	(203.537)	(82.505)	4.905.029	4.375.506	5.819.009	5.415.698
Primas de emisión	203.643	37.138	50.578	55.685	(254.221)	(92.823)	-	-
Acciones propias en cartera	(56)	(54)	-	-	(216)	54	(272)	-
Otras reservas	1.014.308	860.592	3.214.967	3.329.555	(9.791.192)	(9.035.260)	(7.787.329)	(7.072.917)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	2.225.412	2.227.804
Total Patrimonio Neto y Pasivos	12.524.240	6.775.517	21.203.769	19.142.891	1.490.917	1.015.150	35.218.926	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 seis 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	1.769.151	1.231.844	5.295.495	4.841.437	(407.032)	(372.221)	6.657.614	5.701.060
Ingresos de actividades ordinarias	1.744.692	1.228.931	4.777.174	4.388.200	(412.569)	(371.823)	6.109.297	5.245.308
Ventas de energía	1.695.820	1.186.039	3.958.009	3.659.330	(382.234)	(355.907)	5.271.595	4.489.462
Otras ventas	18.033	15.446	3.772	1.532	37	-	21.842	16.978
Otras prestaciones de servicios	30.839	27.446	815.393	727.338	(30.372)	(15.916)	815.860	738.868
Otros ingresos	24.459	2.913	518.321	453.237	5.537	(398)	548.317	455.752
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(774.363)	(461.955)	(3.776.051)	(3.330.321)	404.961	370.889	(4.145.453)	(3.421.387)
Compras de energía	(523.683)	(238.627)	(2.759.313)	(2.472.653)	379.559	353.634	(2.903.437)	(2.357.646)
Consumo de combustible	(62.194)	(71.763)	-	-	-	-	(62.194)	(71.763)
Gastos de transporte	(136.802)	(110.384)	(439.770)	(388.025)	30.872	19.345	(545.700)	(479.064)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(51.684)	(41.181)	(576.968)	(469.643)	(5.470)	(2.090)	(634.122)	(512.914)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	994.788	769.889	1.519.444	1.511.116	(2.071)	(1.332)	2.512.161	2.279.673
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	4.830	1.694	79.788	70.974	-	3	84.618	72.671
Gastos por beneficios a los empleados	(64.289)	(49.604)	(280.642)	(271.852)	(11.846)	(11.155)	(356.777)	(332.611)
Otros gastos, por naturaleza	(80.930)	(59.594)	(430.697)	(456.429)	(36.125)	(32.301)	(547.752)	(548.324)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	854.399	662.385	887.893	853.809	(50.042)	(44.785)	1.692.250	1.471.409
Gasto por depreciación y amortización	(150.228)	(123.148)	(305.806)	(301.814)	(701)	(1.816)	(456.735)	(426.778)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	(51)	-	-	-	-	-	(51)	-
Ganancias por deterioro y reversiones de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(2.398)	(213)	(112.119)	(141.993)	(209)	200	(114.726)	(142.006)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	701.722	539.024	469.968	410.002	(50.952)	(46.401)	1.120.738	902.625
RESULTADO FINANCIERO	(64.014)	3.827	(76.553)	(139.869)	11.606	(39.220)	(128.961)	(175.262)
Ingresos financieros	44.443	41.930	162.993	65.565	1.677	3.900	209.113	111.395
Efectivo y otros medios equivalentes	20.144	21.662	10.519	7.440	5.828	7.343	36.491	36.445
Otros ingresos financieros	24.299	20.268	152.474	58.125	(4.151)	(3.443)	172.622	74.950
Costos financieros	(87.614)	(57.155)	(365.997)	(260.650)	5.774	(11.566)	(447.837)	(329.371)
Préstamos bancarios	(10.739)	(2.174)	(42.053)	(27.388)	(1.731)	(4.708)	(54.523)	(34.270)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(29.593)	(35.575)	(57.425)	(60.335)	(12.259)	(12.392)	(99.277)	(108.302)
Otros	(47.282)	(19.406)	(266.519)	(172.927)	19.764	5.534	(294.037)	(186.799)
Resultados por Unidades de Reajuste	(82.854)	(30.573)	125.913	64.449	1.348	1.894	44.407	35.770
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	62.011	49.625	538	(9.233)	2.807	(33.448)	65.356	6.944
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	465	2.194	(14)	10	186	493	637	2.697
Otras ganancias (pérdidas)	21	60	226	606	-	(281)	247	385
Resultado de Otras Inversiones	-	54	264	-	-	(281)	264	(227)
Resultados en Ventas de Activos	21	6	(38)	606	-	-	(17)	612
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	638.194	545.105	393.627	270.749	(39.160)	(85.409)	992.661	730.445
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(208.059)	(182.276)	(241.893)	(127.690)	1.635	55.676	(448.317)	(254.290)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	430.135	362.829	151.734	143.059	(37.525)	(29.733)	544.344	476.155
GANANCIA (PÉRDIDA)	430.135	362.829	151.734	143.059	(37.525)	(29.733)	544.344	476.155
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	430.135	362.829	151.734	143.059	(37.525)	(29.733)	544.344	476.155
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	358.346	297.081
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	185.998	179.074

miles de dólares estadounidenses - MUSS

Primeros seis 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	424.135	487.969	275.068	147.763	(221)	(64.777)	698.982	570.955
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(270.512)	(140.877)	(758.973)	(650.381)	947.175	74.578	(82.310)	(716.680)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(298.074)	(341.690)	210.014	342.273	(552.113)	(193.585)	(640.173)	(193.002)

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.

33.3 Países

miles de dólares estadounidenses - MUSS

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro América		Eliminaciones		Totales	
	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020
ACTIVOS CORRIENTES	637.772	249.106	652.202	603.494	4.557.933	4.138.518	724.981	850.472	568.151	546.260	300.677	-	(586.610)	(208.594)	6.855.106	6.179.256
Electivo y equivalentes al electivo	28.124	8.050	144.061	139.448	659.877	741.381	263.358	383.257	205.380	234.857	134.065	-	-	-	1.434.855	1.506.993
Otros activos financieros corrientes	6.100	116	81.358	65.382	111.343	160.734	17.013	4.047	160	-	502	-	-	-	216.476	230.279
Otros activos no financieros, corriente	4.749	16.730	40.869	42.123	636.803	411.573	25.305	27.496	118.653	62.864	8.672	-	-	-	835.051	560.786
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.228	1.587	321.924	310.882	2.666.020	2.407.709	317.641	331.070	159.526	182.959	56.108	-	1.255	728	3.523.702	3.234.935
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	588.200	213.077	3.764	148	6.737	38.761	1.852	1.790	4.682	2.496	82.064	-	(587.865)	(209.322)	99.434	46.950
Inventarios corrientes	-	-	48.228	42.883	348.607	272.754	96.382	102.781	55.095	53.015	7.315	-	-	-	555.827	471.433
Activos por impuestos corrientes, corriente	9.371	9.546	11.998	2.628	128.546	105.606	3.430	31	24.655	10.069	10.264	-	-	-	188.264	127.880
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.697	-	-	-	1.697	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	15.964.973	10.473.781	2.607.018	2.468.259	17.013.495	11.374.761	4.211.579	4.397.892	2.610.191	2.382.886	1.396.229	-	(15.439.665)	(10.343.277)	28.363.820	20.754.302
Otros activos financieros no corrientes	-	-	25.106	25.461	3.218.010	2.765.194	963	153	13	55	115.277	-	-	-	3.359.369	2.790.863
Otros activos no financieros no corrientes	6.008	2.980	832	898	3.688.600	2.272.857	34.227	33.029	25.918	23.092	34.531	-	-	-	3.790.116	2.332.856
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	61	77	247.580	268.536	298.922	276.346	26.069	33.565	-	-	17.187	-	-	-	589.819	578.524
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	99.542	225.000	28	32	-	-	-	-	-	-	-	-	(99.542)	(225.000)	28	32
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	15.856.424	10.245.701	287.985	315.981	-	-	127	127	10.033	-	279.641	-	(16.432.382)	(10.559.536)	1.828	2.273
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	69.298	61.159	4.707.250	4.256.831	140.021	135.881	81.731	70.955	101.423	-	-	-	5.099.723	4.524.826
Plusvalía	-	-	4.981	4.523	517.728	494.129	5.087	5.601	2.750	-	1.158	-	1.092.259	441.259	1.623.963	945.512
Propiedades, planta y equipo	-	-	1.936.352	1.762.799	3.616.358	304.256	3.968.444	4.158.620	2.316.611	2.128.997	837.363	-	-	-	12.675.128	8.354.672
Propiedad de inversión	-	-	-	-	7.047	7.942	-	-	-	-	-	-	-	-	7.047	7.942
Activos por derecho de uso	24	24	85	124	66.298	43.099	29.524	19.639	144.491	159.534	7.645	-	-	-	248.067	222.420
Activos por impuestos diferidos	2.914	(1)	34.771	28.746	893.282	954.107	7.117	11.277	28.644	253	2.004	-	-	-	968.732	994.382
TOTAL ACTIVOS	16.602.745	10.722.887	3.259.220	3.071.753	21.571.428	15.513.279	4.936.560	5.248.364	3.178.342	2.929.146	1.696.906	-	(16.026.275)	(10.551.871)	35.218.926	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 - MU\$S

Pais	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS																
PASIVOS CORRIENTES	138.143	595.828	818.846	689.017	4.699.359	4.192.739	1.221.307	1.206.026	560.704	627.532	127.354	-	(586.200)	(33.920)	6.980.513	7.277.222
Otros pasivos financieros corrientes	64.626	339.842	8.604	6.088	711.948	797.217	462.383	454.167	156.375	227.816	-	-	-	-	1.403.936	1.825.130
Pasivos por arrendamientos corrientes	19	19	37	78	17.210	15.702	5.785	4.792	32.169	30.904	465	-	48	-	55.733	51.495
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	8.985	46.970	668.994	527.729	2.767.755	2.758.445	535.052	492.040	179.894	207.027	49.636	-	4.349	61.365	4.214.665	4.093.576
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	64.716	208.628	30.508	31.787	880.349	337.202	147.240	72.213	69.819	42.577	55.250	-	(590.597)	(95.285)	657.285	597.122
Otras provisiones corrientes	244	-	45.651	45.167	122.948	77.844	29.475	40.176	55.903	57.238	-	-	-	-	254.221	220.425
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	25.022	44.383	9.313	33.986	13.633	110.724	30.360	33.777	21.312	-	-	-	99.640	222.870
Otros pasivos no financieros corrientes	553	369	40.030	33.785	189.836	172.343	27.739	31.914	36.184	28.193	691	-	-	-	295.033	286.604
PASIVOS NO CORRIENTES	596.588	597.203	638.882	509.899	8.534.087	6.168.982	1.435.110	1.537.229	898.351	734.467	179.050	-	(99.974)	(225.107)	12.182.094	9.322.673
Otros pasivos financieros no corrientes	589.086	591.722	38.806	40.785	2.746.476	1.539.623	1.172.737	1.251.199	548.251	414.377	-	-	-	-	5.095.356	3.837.706
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	40	45	56.381	35.901	24.520	15.639	30.800	39.485	7.725	-	(48)	-	119.418	91.070
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	69.960	86.559	3.100.954	1.962.061	1.182	1.136	10.901	11.719	-	-	-	-	3.182.997	2.061.475
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	610.268	369.498	-	-	10.066	-	122.588	-	(99.926)	(225.107)	642.996	144.391
Otras provisiones no corrientes	7	-	19.453	19.760	778.773	714.757	71.690	78.504	24.591	20.879	6.236	-	-	-	900.750	833.900
Pasivo por impuestos diferidos	4.364	2.521	435.889	286.936	42.806	40.030	67.573	63.683	248.553	219.783	41.915	-	-	-	841.100	612.953
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	3.131	2.960	14.633	13.920	1.163.510	1.476.884	97.078	124.248	5.327	6.205	586	-	-	-	1.284.265	1.624.217
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	60.101	61.894	34.919	30.228	330	2.820	19.862	22.019	-	-	-	-	115.212	116.961
PATRIMONIO NETO	15.867.014	9.529.856	1.801.492	1.872.837	8.337.982	5.151.558	2.280.143	2.505.109	1.719.287	1.567.147	1.390.502	-	(15.340.101)	(10.292.844)	16.056.319	10.333.663
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	15.867.014	9.529.856	1.801.492	1.872.837	8.337.982	5.151.558	2.280.143	2.505.109	1.719.287	1.567.147	1.390.502	-	(15.340.101)	(10.292.844)	16.056.319	10.333.663
Capital emitido y pagado	16.512.785	9.763.079	1.049.942	953.561	6.404.383	3.695.565	179.311	195.415	1.670.213	1.483.352	988.352	-	(11.005.467)	(6.327.894)	15.799.499	9.763.078
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.011.205	3.008.390	418.587	121.454	703.197	197.561	761.402	972.249	251.783	272.808	340.509	-	1.169.500	1.086.144	5.819.009	5.415.698
Primas de emisión	-	-	-	-	602.804	575.327	250.434	88.781	1.524	1.612	-	-	(854.762)	(665.720)	-	-
Acciones propias en cartera	(272)	-	-	-	(22.396)	21.375	-	-	-	-	-	-	22.396	21.375	(272)	-
Otras reservas	(3.656.704)	(3.241.613)	1.170.137	1.040.730	649.994	704.480	1.088.996	1.248.664	(204.233)	(190.625)	61.641	-	(4.671.748)	(4.406.749)	(5.561.917)	(4.845.113)
Total Patrimonio Neto y Pasivos	16.602.745	10.722.887	3.259.220	3.071.753	21.571.428	15.513.279	4.936.560	5.248.364	3.178.342	2.929.146	1.696.906	-	(16.026.275)	(10.551.871)	35.218.926	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.

33.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países

a) Generación y Transmisión

miles de dólares estadounidenses - MUSS

Línea de Negocio	Generación y Transmisión													
	Pais	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales
ACTIVOS	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020
ACTIVOS CORRIENTES	326.568	297.094	831.723	725.298	262.846	353.946	406.700	375.830	300.677	-	(1.398)	-	2.127.116	1.752.168
Efectivo y equivalentes al efectivo	79.517	80.741	324.720	167.713	142.259	239.549	151.617	190.853	134.055	-	-	-	832.168	678.856
Otros activos financieros corrientes	43.766	41.991	44.360	31.382	11.912	3.773	-	-	502	-	-	-	100.540	77.146
Otros activos no financieros, corriente	9.885	12.401	41.502	25.705	8.820	9.254	80.650	23.333	8.672	-	-	-	149.529	70.693
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	130.395	111.216	323.911	444.478	64.873	70.578	64.711	73.008	56.108	-	7	8	640.005	699.288
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	14.971	18.509	48.488	38.033	750	926	60.311	52.641	82.064	-	(1.405)	(8)	205.179	110.101
Inventarios corrientes	36.036	29.608	7.776	320	30.823	29.866	25.413	26.581	7.315	-	-	-	107.363	86.375
Activos por impuestos corrientes, corriente	11.998	2.628	40.966	17.667	3.409	-	23.998	9.414	10.264	-	-	-	90.635	29.709
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	1.697	-	-	-	1.697	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	697.881	715.591	4.490.193	693.610	2.335.444	2.420.482	1.477.377	1.193.666	1.396.229	-	-	-	10.397.124	5.023.349
Otros activos financieros no corrientes	25.101	25.454	425.291	267.351	132	151	-	55	115.277	-	-	-	565.801	293.011
Otros activos no financieros no corrientes	779	839	29.645	12.463	9.018	8.378	25.918	23.092	34.531	-	-	-	99.891	44.772
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	247.175	268.076	16.403	8.020	3.769	4.023	-	-	17.187	-	-	-	284.534	280.119
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	15.824	18.411	-	-	-	-	28.014	25.534	-	-	-	-	43.838	43.945
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	654	1.145	58.172	55.520	2.248	2.475	58.346	51.887	279.641	-	-	-	399.061	111.027
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12.376	11.092	323.062	69.410	40.034	30.113	29.130	25.945	101.423	-	-	-	506.025	136.560
Plusvalía	-	-	-	-	-	-	2.750	-	1.158	-	-	-	3.908	-
Propiedades, planta y equipo	374.758	371.322	3.577.860	266.974	2.276.535	2.373.206	1.191.882	941.686	837.363	-	-	-	8.258.398	3.953.188
Activos por derecho de uso	-	-	26.532	184	3.708	2.136	112.697	125.217	7.645	-	-	-	150.582	127.537
Activos por impuestos diferidos	21.214	19.252	33.228	13.688	-	-	28.640	250	2.004	-	-	-	85.086	33.190
TOTAL ACTIVOS	1.024.449	1.012.685	5.321.916	1.418.908	2.598.290	2.774.428	1.884.077	1.569.496	1.696.906	-	(1.398)	-	12.524.240	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		Centro America		Eliminaciones		Totales	
	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	135.160	161.117	907.563	665.046	514.290	570.719	345.645	255.734	127.354	-	(1.397)	-	2.028.615	1.652.616
Otros pasivos financieros corrientes	8.604	6.088	115.678	21.768	201.680	263.242	20.255	26.187	-	-	-	-	346.217	317.285
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	3.935	138	1.316	1.793	19.009	19.547	465	-	-	-	24.725	21.478
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	45.815	60.088	436.386	578.444	197.055	153.466	86.600	89.995	49.636	-	-	-	815.492	881.993
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	27.239	29.041	316.409	49.014	89.204	45.183	131.281	32.579	55.250	-	(1.397)	-	617.986	155.817
Otras provisiones corrientes	1.216	1.380	362	(3)	18.254	29.096	48.659	48.883	-	-	-	-	68.491	79.356
Pasivos por impuestos corrientes	24.985	41.620	9.312	7.071	-	70.498	26.333	31.538	21.312	-	-	-	81.942	150.727
Otros pasivos no financieros corrientes	27.301	22.900	25.481	8.614	6.781	7.441	13.508	7.005	691	-	-	-	73.762	45.960
PASIVOS NO CORRIENTES	167.081	144.807	1.188.127	179.215	644.006	697.178	460.147	259.631	179.050	-	-	-	2.638.411	1.280.831
Otros pasivos financieros no corrientes	38.806	40.785	949.981	127.378	492.866	542.592	178.695	16.927	-	-	-	-	1.660.348	727.682
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	22.962	83	2.526	515	8.521	10.993	7.725	-	-	-	41.734	11.591
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	25.330	215	887	764	-	-	-	-	-	-	26.217	979
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	120.097	19.252	-	-	10.066	-	122.588	-	-	-	252.751	19.252
Otras provisiones no corrientes	73	62	20.509	1.730	58.693	61.967	24.164	20.420	6.236	-	-	-	109.675	84.179
Pasivo por impuestos diferidos	81.710	52.504	38.931	29.787	67.573	63.683	218.622	189.127	41.915	-	-	-	448.751	335.101
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	3.529	3.190	-	-	21.461	27.657	1.639	1.906	586	-	-	-	27.215	32.753
Otros pasivos no financieros no corrientes	42.963	48.266	10.317	770	-	-	18.440	20.258	-	-	-	-	71.720	69.294
PATRIMONIO NETO	722.208	706.761	3.226.226	574.647	1.439.994	1.506.531	1.078.285	1.054.131	1.390.502	-	(1)	-	7.857.214	3.842.070
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	722.208	706.761	3.226.226	574.647	1.439.994	1.506.531	1.078.285	1.054.131	1.390.502	-	(1)	-	7.857.214	3.842.070
Capital emitido y pagado	609.217	561.138	2.765.447	215.930	175.731	191.473	983.055	853.156	988.352	-	-	-	5.521.802	1.821.697
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(68.640)	11.406	250.602	237.270	493.156	665.670	101.890	208.351	340.509	-	-	-	1.117.517	1.122.697
Primas de emisión	-	-	-	-	199.856	33.096	3.787	4.042	-	-	-	-	203.643	37.138
Acciones propias en cartera	-	-	(56)	(54)	-	-	-	-	-	-	-	-	(56)	(54)
Otras reservas	181.631	134.217	210.233	121.501	571.251	616.292	(10.447)	(11.418)	61.641	-	(1)	-	1.014.308	860.592
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.024.449	1.012.685	5.321.916	1.418.908	2.598.290	2.774.428	1.884.077	1.569.496	1.696.906	-	(1.398)	-	12.524.240	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.

b) Distribución

miles de dólares estadounidenses - MUSS

Línea de Negocio	Distribución												
	País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020
ACTIVOS													
ACTIVOS CORRIENTES	278.809	274.170	3.674.544	3.356.268	460.420	499.983	189.100	191.178	(43)	(48)	4.602.830	4.321.551	
Efectivo y equivalentes al efectivo	7.338	8.016	286.953	557.280	119.170	141.721	51.804	41.228	-	-	465.265	748.245	
Otros activos financieros corrientes	37.484	23.383	64.995	128.089	956	274	160	-	-	-	103.595	151.746	
Otros activos no financieros, corriente	29.817	29.464	587.434	374.088	15.585	18.191	9.538	9.057	-	-	642.374	430.800	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	191.528	199.667	2.324.933	1.954.523	252.747	260.485	94.784	109.912	55	53	2.864.047	2.524.640	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	450	364	10.036	8.480	6.403	6.396	3.138	4.550	(98)	(101)	19.929	19.689	
Inventarios corrientes	12.192	13.276	340.468	272.167	65.559	72.916	29.676	26.431	-	-	447.895	384.790	
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	59.725	61.641	-	-	-	-	-	-	59.725	61.641	
ACTIVOS NO CORRIENTES	1.619.210	1.442.359	11.902.922	10.141.977	1.872.728	1.973.507	1.206.079	1.263.497	-	-	16.600.939	14.821.340	
Otros activos financieros no corrientes	5	6	2.792.390	2.497.727	830	2	13	-	-	-	2.793.238	2.497.735	
Otros activos no financieros no corrientes	52	60	3.657.361	2.259.476	25.209	24.651	-	-	-	-	3.682.622	2.284.187	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	405	460	282.485	267.871	22.300	29.541	-	-	-	-	305.190	297.872	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	28	32	-	-	-	-	-	-	-	-	28	32	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	120	133	-	-	6.285	1.463	-	-	-	-	6.405	1.596	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	56.921	50.067	4.314.645	4.174.705	97.977	103.745	50.132	42.359	-	-	4.519.675	4.370.876	
Propiedades, planta y equipo	1.561.594	1.391.477	33.148	32.860	1.691.895	1.785.402	1.124.140	1.186.821	-	-	4.410.777	4.396.560	
Propiedad de inversión	-	-	7.047	7.942	-	-	-	-	-	-	7.047	7.942	
Activos por derecho de uso	85	124	39.019	42.236	21.128	17.503	31.794	34.317	-	-	92.026	94.180	
Activos por impuestos diferidos	-	-	776.827	859.160	7.104	11.200	-	-	-	-	783.931	870.360	
TOTAL ACTIVOS	1.898.019	1.716.529	15.577.466	13.498.245	2.333.148	2.473.490	1.395.179	1.454.675	(43)	(48)	21.203.769	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\$S

Linea de Negocio	Distribución											
	Pais	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020	al 30.06.2021	al 31.12.2020
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS												
PASIVOS CORRIENTES	722.736	591.523	4.013.733	3.697.032	711.357	640.775	259.576	249.069	(43)	(48)	5.707.359	5.178.351
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	596.270	775.450	260.704	190.925	58.834	53.750	-	-	915.808	1.020.125
Pasivos por arrendamientos corrientes	37	78	13.038	15.396	3.982	2.999	13.161	11.280	-	-	30.218	29.753
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	622.979	467.412	2.292.068	2.159.212	337.582	338.490	92.675	116.577	-	2	3.345.304	3.081.693
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	42.598	69.660	863.853	513.115	63.336	32.604	60.982	35.692	(43)	(50)	1.030.726	651.021
Otras provisiones corrientes	44.435	43.785	122.584	77.846	11.221	11.080	7.244	8.356	-	-	185.484	141.067
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	-	26.914	13.623	40.226	4.027	2.239	-	-	17.650	69.379
Otros pasivos no financieros corrientes	12.687	10.588	125.920	129.099	20.909	24.451	22.653	21.175	-	-	182.169	185.313
PASIVOS NO CORRIENTES	526.928	415.192	7.509.852	6.033.093	786.877	840.051	436.242	471.377	-	-	9.259.899	7.759.713
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	1.796.494	1.412.245	679.872	708.607	369.556	397.449	-	-	2.845.922	2.518.301
Pasivos por arrendamientos no corrientes	40	45	32.821	35.221	17.766	15.124	22.279	28.492	-	-	72.906	78.882
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	69.960	86.559	3.075.365	1.961.838	295	372	668	729	-	-	3.146.288	2.049.498
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	55.558	50.566	655.178	394.384	-	-	-	-	-	-	710.736	444.950
Otras provisiones no corrientes	19.380	19.698	758.008	712.820	12.997	16.537	427	459	-	-	790.812	749.514
Pasivo por impuestos diferidos	353.749	233.966	3.875	10.243	-	-	38.201	38.188	-	-	395.825	282.397
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	11.104	10.730	1.163.509	1.476.884	75.617	96.591	3.688	4.299	-	-	1.253.918	1.588.504
Otros pasivos no financieros no corrientes	17.137	13.628	24.602	29.458	330	2.820	1.423	1.761	-	-	43.492	47.667
PATRIMONIO NETO	648.355	709.814	4.053.881	3.768.120	834.914	992.664	699.361	734.229	-	-	6.236.511	6.204.827
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	648.355	709.814	4.053.881	3.768.120	834.914	992.664	699.361	734.229	-	-	6.236.511	6.204.827
Capital emitido y pagado	581.755	528.339	2.452.276	2.222.793	3.580	3.941	136.892	147.019	-	-	3.174.503	2.902.092
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(208.021)	(67.928)	(745.597)	(882.158)	249.429	346.671	500.652	520.910	-	-	(203.537)	(82.505)
Primas de emisión	-	-	-	-	50.578	55.685	-	-	-	-	50.578	55.685
Otras reservas	274.621	249.403	2.347.202	2.427.485	531.327	586.367	61.817	66.300	-	-	3.214.967	3.329.555
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.898.019	1.716.529	15.577.466	13.498.245	2.333.148	2.473.490	1.395.179	1.454.675	(43)	(48)	21.203.769	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\$

Primeros seis meses

Linea 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													
INGRESOS	348.046	409.662	3.655.901	3.232.685	833.943	757.322	457.650	441.780	(45)	(12)	5.295.495	4.841.437	
Ingresos de actividades ordinarias	344.555	404.595	3.152.226	2.795.757	824.644	747.443	455.749	440.405	-	-	4.777.174	4.388.200	
Ventas de energía	329.783	388.576	2.783.260	2.458.263	413.038	387.439	431.928	425.052	-	-	3.958.009	3.659.330	
Otras ventas	1.715	421	-	381	1.379	602	678	128	-	-	3.772	1.532	
Otras prestaciones de servicios	13.057	15.598	368.966	337.113	410.227	359.402	23.143	15.225	-	-	815.393	727.338	
Otros ingresos	3.491	5.067	503.675	436.928	9.299	9.879	1.901	1.375	(45)	(12)	518.321	453.237	
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(241.522)	(277.470)	(2.743.336)	(2.329.706)	(485.148)	(431.802)	(306.045)	(291.343)	-	-	(3.776.051)	(3.330.321)	
Compras de energía	(224.019)	(256.173)	(1.893.632)	(1.623.921)	(355.075)	(317.098)	(286.587)	(275.461)	-	-	(2.759.313)	(2.472.653)	
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gastos de transporte	(6.878)	(9.856)	(344.601)	(298.807)	(88.291)	(79.362)	-	-	-	-	(439.770)	(388.025)	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(10.625)	(11.441)	(505.103)	(406.978)	(41.782)	(35.342)	(19.458)	(15.882)	-	-	(576.968)	(469.643)	
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	106.524	132.192	912.565	902.979	348.795	325.520	151.605	150.437	(45)	(12)	1.519.444	1.511.116	
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	17.914	14.914	41.341	39.029	14.886	12.688	5.647	4.343	-	-	79.788	70.974	
Gastos por beneficios a los empleados	(65.788)	(60.834)	(163.604)	(160.730)	(34.380)	(33.719)	(16.870)	(16.569)	-	-	(280.642)	(271.852)	
Otros gastos, por naturaleza	(56.963)	(64.534)	(300.970)	(321.277)	(49.603)	(48.182)	(23.206)	(22.448)	45	12	(430.697)	(456.429)	
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	1.687	21.738	489.332	460.001	279.698	256.307	117.176	115.763	-	-	887.893	853.809	
Gasto por depreciación y amortización	(34.908)	(27.470)	(181.494)	(184.434)	(60.772)	(60.188)	(28.632)	(29.722)	-	-	(305.806)	(301.814)	
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(10.322)	(15.346)	(93.150)	(108.005)	(5.755)	(12.650)	(2.892)	(5.992)	-	-	(112.119)	(141.993)	
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	(43.543)	(21.078)	214.688	167.562	213.171	183.469	85.652	80.049	-	-	469.968	410.002	
RESULTADO FINANCIERO	16.794	17.305	(54.217)	(119.669)	(26.279)	(23.753)	(12.851)	(13.752)	-	-	(76.553)	(139.869)	
Ingresos financieros	9.962	5.418	145.987	53.289	5.031	5.361	2.013	1.497	-	-	162.993	65.565	
Efectivo y otros medios equivalentes	7.013	1.472	1.558	3.347	1.920	2.221	28	400	-	-	10.519	7.440	
Otros ingresos financieros	2.949	3.946	144.429	49.942	3.111	3.140	1.985	1.097	-	-	152.474	58.125	
Costos financieros	(114.962)	(51.884)	(209.031)	(166.411)	(29.322)	(27.461)	(12.682)	(14.894)	-	-	(365.997)	(260.650)	
Préstamos bancarios	(340)	(322)	(36.055)	(21.840)	(3.671)	(4.300)	(1.987)	(926)	-	-	(42.053)	(27.388)	
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	(1)	(28.303)	(30.043)	(19.209)	(17.995)	(9.913)	(12.296)	-	-	(57.425)	(60.335)	
Otros	(114.622)	(51.561)	(144.673)	(114.528)	(6.442)	(5.166)	(782)	(1.672)	-	-	(266.519)	(172.927)	
Resultados por Unidades de Reajuste	125.913	64.449	-	-	-	-	-	-	-	-	125.913	64.449	
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(4.119)	(678)	8.827	(6.547)	(1.988)	(1.653)	(2.182)	(355)	-	-	538	(9.233)	
Otras ganancias (pérdidas)	-	7	225	578	-	21	1	-	-	-	226	606	
Resultado de Otras Inversiones	-	-	264	-	-	-	-	-	-	-	264	-	
Resultados en Ventas de Activos	-	7	(39)	578	-	21	1	-	-	-	(38)	606	
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(26.763)	(3.756)	160.696	48.471	186.892	159.737	72.802	66.297	-	-	393.627	270.749	
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(106.691)	(50.416)	(54.141)	(12.675)	(53.809)	(42.717)	(27.252)	(21.882)	-	-	(241.893)	(127.690)	
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(133.454)	(54.172)	106.555	35.796	133.083	117.020	45.550	44.415	-	-	151.734	143.059	
GANANCIA (PÉRDIDA)	(133.454)	(54.172)	106.555	35.796	133.083	117.020	45.550	44.415	-	-	151.734	143.059	
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	(133.454)	(54.172)	106.555	35.796	133.083	117.020	45.550	44.415	-	-	151.734	143.059	

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Primeros seis meses

Linea 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													
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	107.630	72.199	(178.055)	(27.914)	214.305	174.806	131.188	(71.328)	-	-	275.068	147.763	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(79.403)	(47.398)	(415.589)	(341.533)	(184.075)	(181.749)	(79.906)	(79.701)	-	-	(758.973)	(650.381)	
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(27.949)	(6.022)	320.439	243.307	(44.094)	(2.633)	(38.382)	107.621	-	-	210.014	342.273	

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

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

34.1 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 30.06.2021	al 31.12.2020	2019	Activos				
											2020	2021	Activos	2020	Activos
Mitsubishi Corporation	Enel Generación Costanera S.A.	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	US\$	32.598	US\$	47.363	46.802	-	-	-	-	-	-
BNDES	Enel Distribución Rio S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US\$	4.608	US\$	3.168	3.845	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Ceará S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US\$	11.782	US\$	71.781	74.198	-	32.598.289	-	-	-	-
Banco Bradesco	Enel Distribución Goiás S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US\$	21.111	US\$	37.360	43.802	-	3.167.696	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribuicao Sao Paulo S.A.	Acreedor	Varios	Depósito de Garantía	US\$	681.397	US\$	313.451	816.798	-	8.696.337	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Generación Piura S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	US\$	26.337	US\$	15.708	16.933	-	21.111.413	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Perú S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	US\$	32.491	US\$	19.740	24.065	-	13.363.956	-	-	-	-
Banco Continental SA	Enel Generación Perú S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	US\$	10.046	US\$	5.158	7.129	-	15.634.818	-	-	-	-

Al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos asciende a MUS\$ 101.472 y MUS\$ 104.577, respectivamente (ver Nota 16.c.ii).

Al 30 de junio de 2021, Enel Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de MUS\$ 77.948.937 (MUS\$ 71.322.737 al 31 de diciembre de 2020).

34.2 Garantías Indirectas

miles de dólares estadounidenses - MU\$S

Tipo	Nombre del Contrato	Fecha de Término	Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Saldo pendiente		
				Nombre	Relación		Moneda	al 30.06.2021	al 31.12.2020
Solidario	Bono H	Octubre 2028	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) *	Codeudor Solidario	US\$	66.480	70.897
Solidario	Bono M	Diciembre 2029	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) *	Codeudor Solidario	US\$	316.073	335.240
Prestamo Bancario	BNP PARIBAS 4131	Febrero 2022	BNP PARIBAS	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	US\$	82.614	79.612
Prestamo Bancario	ITAÚ 4131	Julio 2021	ITAÚ	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	US\$	76.294	96.461
Prestamo Bancario	BNP PARIBAS 4131 II	Diciembre 2022	BNP PARIBAS	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	US\$	38.780	77.194
Prestamo Bancario	SCOTIABANK 4131 III	Febrero 2025	SCOTIABANK	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	US\$	36.689	39.230
Prestamo Bancario	SCOTIABANK 4131 IV	Febrero 2025	SCOTIABANK	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	US\$	21.992	-
Prestamo Bancario	SCOTIABANK 4131 V	Diciembre 2021	SCOTIABANK	Enel Distribución Río	Enel Brasil	Aval	US\$	65.302	-
Prestamo Bancario	BNDES FINAME GIRO	Mayo 2023	BNDES	Enel Distribución Goiás S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	14.965	-
Prestamo Bancario	SCOTIABANK 4131 CELG	Agosto 2022	SCOTIABANK	Enel Distribución Goiás S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	48.305	18.170
Bonos	DEBENTURES - 23ª EMISSÃO - 1ª serie	Septiembre 2021	DEBENTURES	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Brasil	Aval	US\$	142.119	48.870
Bonos	DEBENTURES - 23ª EMISSÃO - 2ª serie	Septiembre 2023	DEBENTURES	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Brasil	Aval	US\$	281.853	33.108
Prestamo Bancario	SCOTIABANK 4131	Abril 2023	SCOTIABANK	EGP Cacheira Dourada	Enel Brasil	Aval	US\$	31.003	136.305
Prestamo Bancario	BNDES BOA VISTA B1, B2 e B3	Diciembre 2034	BNDES	EGP BOA VISTA	EGP BRASIL	Aval	US\$	15.452	270.297
Prestamo Bancario	IFC I	Septiembre 2024	IFC	EGP BRASIL	ENEL SPA	Aval	US\$	22.532	-
Prestamo Bancario	IFC II	Septiembre 2024	IFC	EGP BRASIL	ENEL SPA	Aval	US\$	21.204	-
Prestamo Bancario	ITAÚ 2014 I	Septiembre 2024	ITAÚ	EGP BRASIL	ENEL SPA	Aval	US\$	13.403	-
Prestamo Bancario	ITAÚ 2014 II	Septiembre 2024	ITAÚ	EGP BRASIL	ENEL SPA	Aval	US\$	12.606	-
Prestamo Bancario	BNDES DELFINA B A1, A2 e A3	Septiembre 2034	BNDES	EGP DELFINA B	EGP BRASIL	Aval	US\$	16.067	-
Prestamo Bancario	BNDES DELFINA C B1, B2 e B3	Septiembre 2034	BNDES	EGP DELFINA C	EGP BRASIL	Aval	US\$	3.763	-
Prestamo Bancario	BNDES DELFINA D A1, A2, A3, C1 e C2	Septiembre 2034	BNDES	EGP DELFINA D	EGP BRASIL	Aval	US\$	16.093	-
Prestamo Bancario	BNDES DELFINA E A1, A2, A3, D1 e D2	Septiembre 2034	BNDES	EGP DELFINA E	EGP BRASIL	Aval	US\$	16.170	-
Prestamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANK OF CHINA	EGP ITUVERAVA NORTE	ENEL SPA	Aval	US\$	12.702	-
Prestamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER BRASIL	EGP ITUVERAVA NORTE	ENEL SPA	Aval	US\$	12.204	-
Prestamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	PROPARCO	EGP ITUVERAVA NORTE	ENEL SPA	Aval	US\$	29.792	-
Prestamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANK OF CHINA	EGP ITUVERAVA SUL	ENEL SPA	Aval	US\$	19.054	-
Prestamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER BRASIL	EGP ITUVERAVA SUL	ENEL SPA	Aval	US\$	18.307	-
Prestamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA N	Junio 2032	PROPARCO	EGP ITUVERAVA SUL	ENEL SPA	Aval	US\$	44.687	-
Prestamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANK OF CHINA	EGP ITUVERAVA	ENEL SPA	Aval	US\$	12.702	-
Prestamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER BRASIL	EGP ITUVERAVA	ENEL SPA	Aval	US\$	12.204	-
Prestamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA N	Junio 2032	PROPARCO	EGP ITUVERAVA	ENEL SPA	Aval	US\$	29.792	-
Prestamo Bancario	BNDES SÃO ABRAÃO A1, A2 e A3	Diciembre 2034	BNDES	EGP SÃO ABRAÃO	EGP BRASIL	Aval	US\$	15.491	-
Total								1.566.694	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.

34.3 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 1º 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 por un periodo de noventa días. Con fecha 26 de abril 2021, la compañía solicitó la renovación de la Suspensión del giro. Con fecha 28 de abril de 2021, la Corte accedió a la solicitud de la compañía por noventa días. Con fecha 25 de junio 2021, la compañía solicitó la renovación de la suspensión del Giro. Con fecha 30 de junio 2021, la Corte accedió a la solicitud de la compañía por noventa días. Cuantía M\$ 8.149.944 (aprox. MUS\$ 11.255).

b) Juicios pendientes subsidiarias:

Argentina

Edesur S.A.

1. Síntesis del Litigio: Edesur S.A. promovió reclamo administrativo contra el Estado Nacional por los perjuicios derivados del incumplimiento de las obras concernientes al “Plan de Renovación y Repotenciación de Líneas Convencionales y Ampliación de Alumbrado Público” (Plan Más Cerca Eléctrico) que debían ser solventadas por la Autoridad Federal y ejecutado por las jurisdicciones locales en las cuales Edesur S.A. presta su servicio. El financiamiento de tales obras ejecutadas parcialmente y/o inejecutadas, implicaba una sustitución de ingresos tarifario previo a la entrada en vigencia de la Revisión Tarifaria Integral con fecha 1 de febrero de 2017. Los daños se corresponden con los costos de la ejecución de las obras y el reclamo de las penalizaciones por deficiente calidad de servicio que Edesur S.A. tuvo que afrontar en las zonas donde no se ejecutó correctamente el plan de infraestructura eléctrica mencionado.

Partes: Edesur S.A. –Reclamante- y Estado Nacional –Secretaría de Planificación Territorial y Coordinación de la Obra Pública (Ministerio del Interior) –Reclamado-.

Autoridad interviniente: Secretaría de Planificación Territorial y Coordinación de la Obra Pública (Ministerio del Interior)

N° Expte.: EX2019-09454162-APN-SPTYCOP.

Monto: \$ 3.100.000.000 –reclamo originario- equivalente por aplicación de tipo de cambio vigente a US\$ 32.500.000.

Novedades último trimestre: El trámite se encuentra en análisis por parte de la Administración. A la fecha la Administración no ha notificado a Edesur resolución sobre el diferendo aquí indicado. En el trimestre anterior se presentó informe técnico y aportó prueba adicional para el reclamo y sustentando los perjuicios ocasionados a la Distribuidora en virtud de la inejecución del Plan Más Cerca Eléctrico. A la fecha, la Administración no se expidió sobre el fondo del reclamo planteado.

Brasil:

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

2. 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.
3. 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.

4. 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 30 de junio de 2021 el monto involucrado en las dos demandas era de MUS\$ 67.330 (MBRL 333,79).
 - 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 30 de junio de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 40.390 (MMBRL 200,23).
 - 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 30 de junio de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 35.085 (MMBRL 173,93).
5. 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 30 de junio de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 25.467 (126.24 MMBRL).
6. Enel Distribución Ceará, a efectos de calcular el importe de ICMS deducible respecto del ICMS total gravado a las compras de energía, debe aplicar la regla de prorrateo. 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 Distribución 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 247 (MUS\$ 49.824).

7. 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 213 (MUS\$42.966).

Enel Distribución Goiás (ex CELG Distribuição)

8. 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 30 de junio de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 135,19 (MMBRL 670,2).
 - Municipio de Quirinópolis x CELG Distribuição S.A. El 30 de junio de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 72,25 (MMBRL 358,2).
 - Municipio de Anápolis x CELG Distribuição S.A. El 30 de junio de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 69,01 (MMBRL 342,1).
 - Municipio de Cezarina x CELG Distribuição S.A. El 30 de junio de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 30,28 (MMBRL 150,1).
9. 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.
10. 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° 20.468 y todos sus reflejos sean suspendidos. En resumen, la ley N.º 20.468 ha revocado integralmente la ley N° 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.

11. 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 primera 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.
12. 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 30 de junio de 2021 el monto (estimado) involucrado en la demanda era de MUS\$ 44.825 (MBRL222,2).
13. 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. En el caso específico de Enel Distribución Goiás, la Compañía tomó conocimiento en marzo de 2021 de la decisión final en la acción judicial para declaración del derecho de Enel Goiás no incluir el ICMS en la base de las Contribuciones Sociales. También hay 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\$12.943 y la Compañía seguirá discutiendo el valor remanente en el Juicio. Las demás actas permanecen suspendidas. La cuantía total involucrada en todos estos casos (ya considerando la reducción) es de MMBRL 238 (MUS\$ 48.008).

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

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

Nuestras filiales en Brasil que fueron afectadas por la resolución del STF, presentaron acciones judiciales en este sentido, en los respectivos Tribunales Regionales Federales. Se notificó en 2019 y 2020 a Enel Distribución Sao Paulo, Enel Distribución Ceará en 2019 y Enel Distribución Goiás tomó conocimiento en Marzo/2021 de que los fallos definitivos emitidos por dichos Tribunales, reconociendo su derecho a deducir el ICMS aplicado a sus propias operaciones de las bases de cálculo del PIS y COFINS (por los periodos comprendidos entre dic-2003 en adelante para Enel Distribución Sao Paulo, y mayo-2001 en adelante para Enel Distribución Ceará y para Enel Distribución Goiás la acción fue presentada en 2003).

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\$ 1.358.736 (BRL6.735.876.116), MUS\$ 239.855 (BRL 1.189.069.406) y MUS\$ 589.350 (BRL 2.921.675.727), respectivamente, valores a junio 2021.

Para el caso de Enel Distribución Río, si bien todavía están pendientes de resolución las acciones judiciales presentadas por dicha compañía, teniendo en cuenta la decisión del STF de mayo 2021, se considera que la sentencia definitiva del Tribunal Regional depende solo del desarrollo procedimientos meramente administrativos. Esta situación generó el reconocimiento de un activo por US\$ 646.949 (BRL3.207.223.289), al 30 de junio de 2021 y representa los derechos que surgen por el periodo de diciembre 2003 en adelante

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).

Enel Distribución Río (ex Ampla Energia e Serviços)

15. 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 ha presentado diversos recursos al Superior Tribunal de Justicia, el último fue rechazado el 08 de junio de 2021. El 22 de junio de 2021, CIBRAN ha presentado nuevo recurso al Superior Tribunal de Justicia (agravo interno), a la fecha sin resolución. El 30 de junio de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 117.643 (MMBRL 583,16).

16. 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 30 de junio de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 50.080 (MMBRL 248,25).
17. 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, 797 exempleados empezaron con 517 demandas para la ejecución en contra de Enel. El 30 de junio de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 24.531 (MMBRL 121,6).
18. 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. Después de los 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 presentó nuevo recurso al propio STF y la Corte Suprema redujo la sanción del 5% por el 1%, en junio de 2021. Tras el fin del litigio, será analizada la mejor forma de pago. La cuantía asciende a MMBRL 173 (MUS\$34.897).
19. 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 remitidos 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 1.320 (MUS\$ 266.265).
20. 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 132 (MUS\$ 26.627).

Enel Distribución Sao Paulo (Eletropaulo)

21. 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 30 de junio de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 252.370 (MMBRL 1.251).

22. 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 motor-generator que estaba en el ático – por encima del piso 14º y por debajo del Helipuerto, (periodo de Febrero de 2012 a Febrero de 2016, momento de la desactivación del motor-generator 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. Un nuevo recurso al Tribunal Superior del Trabajo fue presentado por el Sindicato, pendiente de resolución a la fecha. El 30 de junio de 2021 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 27.176 (MMBRL 134,71).
23. 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.
24. El Ministerio Público del Trabajo ha presentado una Acción Civil Pública en contra de Eletropaulo afirmando que la compañía estaría contratando a terceros para la ejecución de servicios finales (“Tercerización”), lo que sería en contrario a la legislación brasileña (Enunciado 331 del TST), que solamente permitiría la ejecución de los servicios no esenciales por terceros. 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.
25. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, solicitando que se reconozca que los montos de COFINS pagados por la Compañía fueron hechos de conformidad con las reglas del Programa de Amnistía del Gobierno Federal brasileño (reducción de multas e intereses) creado en 1999. 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 814 (MUS\$ 164.122); MMBRL 163 (MUS\$32.824) corresponde a honorarios de abogados (20%) cobrados por la Autoridad Tributaria Federal. El saldo MMBRL 651 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 163 (MUS\$ 32.824).
26. En mayo de 2008, la Autoridad Tributaria brasileña presentó una demanda judicial contra Enel Distribución Sao Paulo para solicitar el pago del impuesto PIS (Programa de Integración Social), correspondientes al aumento de la tasa para el periodo de marzo de 1996 a diciembre de 1998. 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 244 (MUS\$ 49.265).
27. De acuerdo con una decisión definitiva emitida en un juicio, se reconoció el derecho de Enel Distribución Sao Paulo de compensar los créditos por los FINSOCIAL (contribución social establecida en marzo 1992 antes del COFINS) relacionados con montos pagados desde septiembre de 1989 hasta marzo de 1992. 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 228 (MUS\$ 45.916).
28. Acta tributaria emitida por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo, basada en la supuesta falta de pago del Impuesto a las Ganancias (IRPJ) y Contribución Social sobre la Utilidad Líquido (CSLL) para los años fiscales 2001 y 2002, debido a que la compañía supuestamente dedujo montos integrados pagados a su fondo de pensiones tanto del IRPJ como del CSLL, cuando la regulación específica establece una limitación del 20% para tales deducciones. 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 174 (MUS\$ 35.096).
29. Acta tributaria levantada por la autoridad tributaria contra Enel Distribución Sao Paulo la cual no ratifica la compensación relacionada con los créditos del Programa de Integración Social (PIS) originados por cambios legislativos introducidos por los Decretos 2.445 y 2.449 / 1988, que fueron declarados inconstitucionales por el Tribunal Supremo Federal (STF), 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 160 (MUS\$ 32.341).
30. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, en la que solicita el reconocimiento del derecho de compensar los créditos impositivos totales resultantes de la división de Enel Distribución Sao Paulo con la Contribución Social a la Utilidad Líquida (CSLL). Se dictaron fallos favorables en primera y segunda instancias. En mayo de 2017, la Autoridad Tributaria presentó un recurso especial ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) que aguarda fallo. Cuantía del litigio: MMBRL 154 (MUS\$ 31.119)
31. En julio de 2000, Enel Distribución Sao Paulo presentó una demanda solicitando el reconocimiento de los créditos originados por pagos indebidos de PIS (Contribución al Programa de Integración Social) realizado de conformidad con los Decretos 2.445 y 2.449 /1988, que fueron declarados inconstitucionales por el Tribunal Supremo Federal (STF). 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 662 (MUS\$133.450).

32. 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 157 (MUS\$ 31.602) .
33. Actas fiscales emitidas por la Autoridad Tributaria del Estado de São Paulo que requieren el pago de ICMS debido a presuntas compensaciones irregulares, en las cuales la Compañía utilizó créditos asignados en la adquisición de activos fijos, y que a juicio de la autoridad era improcedente. La Compañía presentó sus descargos en todos los procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. Cuantía del litigio: MMBRL 142 (MU\$28.591).
34. 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 153 (MUS\$ 30.797).
35. 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\$ 14.467).
36. Demandas presentadas por Enel Distribución Sao Paulo contra las actas fiscales emitidas por la autoridad tributaria del Estado de São Paulo que cobran el pago de ICMS debido a presuntas irregularidades en las operaciones de reversión de la deuda. La compañía ha controvertido judicialmente cinco actas fiscales y dos procesos administrativos que aguardan decisiones finales. Cuantía del litigio: MMBRL 190 (MUS\$ 38.369).
37. 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. En 2020, la Compañía recibió dos Actas más de

Infracción glosando créditos de las dichas contribuciones, aprovechados de agosto de 2016 a diciembre de 2018, por la no exclusión de los créditos referentes a los valores de pérdidas no técnicas de energía. La Compañía presentó sus descargos en los dos procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. Cuantía del litigio: MMBRL 247 (MU\$ 49.774).

Enel Cien S.A.

38. Enel Cien es una transmisora del grupo Enel en Brasil, su red conecta el sistema eléctrico de Brasil y Argentina. Enel Cien ha firmado con dos empresas brasileñas (Furnas y Tractebel Energía S.A) contratos de compra y venta de energía con potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina. En 2005, en razón de la crisis energética y económica en Argentina, no fue posible cumplir los términos del contrato. Las dos compañías han presentado acciones de declaración de rescisión contractual, imposición de sanción contractual y pedido de indemnización (no estimable a la fecha).

-Furnas x Enel Cien S.A. La demanda fue juzgada en favor de Enel y la decisión quedó firme.

-Tractebel Energía 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 30 de junio de 2021, el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 111.055 (MMBRL 550,50).

Enel Brasil

39. 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 fue aceptada. La compañía presentó su defensa en el plazo legal. La cuantía total de este litigio se estima en MMBRL 360 (MUS\$ 72.589).

Colombia:

40. 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\$ 8.127 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.
41. 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 de protección a derechos colectivos. 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.

42. 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.
43. 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\$ 89.449).

44. 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\$ 3.830). Mediante auto de 1° 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 UAESP expidió la Resolución No. 000730 del 18 de diciembre de 2017, donde determinó que Codensa debía cancelar COP 113.082 millones (aprox. MUS\$ 30.015). 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\$ 6.476) 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\$ 23.543).
45. 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\$ 16.886), 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\$ 21.983), 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\$ 498.054) 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 estaba prevista, según cronograma estimado, para abril de 2021.

El 7 de mayo de 2021 se radicó el acuerdo de conciliación entre las partes y que incluye las valoraciones de las Compañías. Frente a este acuerdo, el Tribunal concedió a la Procuraduría hasta el 30 de junio para presentar su concepto y fijó fecha para el 8 de julio de 2021 a efectos de pronunciarse sobre el acuerdo y definir si da por terminado el proceso por conciliación. El 8 de julio se termina la causa por aprobación de la conciliación en el proceso (Ver Nota 39).

46. 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 involucradas 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 30 de junio 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 30 de junio de 2021. Al haberse terminado el pasado 8 de julio de 2021 por conciliación el Tribunal Arbitral entre GEB y Enel Américas, lo que se acordó por los accionistas es el desistimiento por parte de GEB de estas demandas arbitrales contra EMGESA y CODENSA, lo cual en efecto ocurrió el pasado 14 de julio de 2021. De esta manera el Tribunal de Codensa profirió auto de fecha 15 de julio, donde acepta el desistimiento y tiene por terminado el proceso. En el Tribunal contra EMGESA, se fijó fecha para proferir el auto en el cual se acepta el desistimiento y se termina el proceso, para el próximo 23 de julio de 2021. De esta manera estos litigios han terminado.

Costa Rica

P.H. Chucás S.A.

47. PH Chucás S.A. ("Chucás") es una empresa subsidiaria de Enel Green Power Costa Rica S.A., constituida tras la adjudicación de una licitación lanzada en 2007 por el Instituto Costarricense de Electricidad ("ICE") para la

construcción de una central hidroeléctrica de 50 MW y la venta de la energía producida por la planta al propio ICE sobre la base de un contrato de construcción, operación y transferencia ("BOT"), por un periodo de 20 años, tras lo cual la propiedad de la central hidroeléctrica pasará a ser propiedad del ICE.

El 27 de mayo de 2015, Chucás inició un procedimiento de arbitraje ante la Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio (AMCHAM CICA) con el fin de obtener el reconocimiento de los mayores costos incurridos para la construcción de la planta y reconocimiento de la ampliación del plazo para concluir la construcción de la obra para dejar sin efectos la cancelación de la multa impuesta por el ICE por un presunto retraso en la finalización de las obras. Con decisión emitida en noviembre de 2017, el tribunal arbitral reconoció a favor de Chucás los mayores costos por un monto aproximado de US\$ 113 millones de dólares y costas judiciales.

ICE impugnó el laudo ante la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia el 15 de diciembre de 2017 y, el 5 de septiembre de 2019, Chucás fue notificada de la sentencia con la que se aceptó parcialmente el recurso de nulidad de ICE, con relación a una causal de falta al deber de revelación de uno de los árbitros, por lo que declara la nulidad del laudo.

El 11 de septiembre de 2019, Chucás interpuso un "recurso de aclaración y adición" ante el mismo Tribunal, el cual fue confirmado parcialmente el 8 de junio de 2020. Con esta decisión, la Corte Suprema complementó la parte resolutive de la sentencia de 5 de septiembre de 2019 con alguna información relativa a la admisión de prueba presentada por Chucás sin, no obstante, modificar la decisión sobre la nulidad del laudo arbitral.

Con fecha 14 de julio de 2020, Chucás presentó una solicitud de arbitraje ante la AMCHAM CICA con una preliminar estimación de la pretensión en aproximadamente US\$ 240 millones. El 14 de agosto de 2020, ICE presentó una respuesta a la solicitud de arbitraje de Chucás para el arbitraje, solicitando el sobreseimiento del procedimiento bajo el supuesto de falta de competencia del tribunal arbitral. La solicitud fue rechazada por AMCHAM CICA.

En paralelo, ICE interpuso recursos cautelares ante el "Tribunal Contencioso Administrativo" contra Chucás y la AMCHAM CICA con el fin de suspender el proceso arbitral iniciado. Estas apelaciones fueron aceptadas preliminar y posteriormente revocadas.

El 19 de mayo de 2021, Chucás presentó su memorial de demanda con la prueba correspondiente y cuantificando el valor de su reclamo en aproximadamente US\$ 362 millones. El 23 de junio de 2021, ICE presentó su contestación a la demanda, refutando los argumentos de Chucás, objetando formalmente la jurisdicción del tribunal arbitral, pero sin formular una reconvencción.

Perú:

48. 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\$ 9.705), 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 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 anuló parte de la sentencia y dispuso 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, tenía que impugnar la sentencia ante la Corte Suprema presentando un recurso de casación y, en el otro, el Juzgado tendría 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.

En mayo de 2021, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la resolución del Juzgado que declara improcedente la demanda, por lo que en ese mismo mes Enel Generación Perú S.A.A. presentó recurso de apelación. Dicho recurso de apelación fue concedido. En junio 2021, el expediente judicial fue elevado a la Corte, la misma que ya trasladó la apelación a la SUNAT y el TF para que sea absuelta.

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\$ 4.834).

Expediente judicial: En abril de 2021, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la sentencia de la Corte que declaró improcedente la demanda en la parte en la que se solicitó la inclusión de intereses; e infundada respecto de los intereses por omisión de pagos a cuenta del Impuesto a la Renta y de los intereses moratorios devengados en exceso por demora en la resolución del procedimiento tributario. Debido al resultado positivo obtenido en el procedimiento de reliquidación ante SUNAT (expediente administrativo), y con la finalidad de que no se declare la nulidad del indicado pronunciamiento, Enel Generación Perú S.A.A. no presentó recurso de casación. En mayo y junio de 2021, el TF y SUNAT TF presentaron recurso de casación contra la sentencia de la Corte, respectivamente.

Expediente administrativo: 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. En abril de 2021, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la resolución donde se reliquidó la deuda tributaria, reduciéndose sustancialmente a MPEN 11.848 (MUS\$ 3.050). Sin embargo, SUNAT no consideró créditos a favor de Enel Generación Perú S.A.A. por MPEN 12.096 (MUS\$ 3.113), omitiendo efectuar una compensación. En mayo de 2021, Enel Generación Perú S.A.A. apeló la resolución de SUNAT puesto que, extraoficialmente, dicha entidad indicó que declararía improcedente la solicitud de compensación presentada. En ese sentido, Enel Generación Perú S.A.A. ha solicitado al TF que revise la procedencia de la compensación y evitar una cobranza coactiva. En junio de 2021, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la resolución de SUNAT que declara improcedente la solicitud de compensación.

Las próximas actuaciones:

Respecto de 1999: Se encuentra pendiente de que SUNAT y el TF absuelvan la apelación de Enel Generación Perú S.A.A., la misma que ha sido trasladada a dichas partes por la Corte.

Respecto de 2000 y 2001: Se espera que la Corte Suprema se pronuncie sobre la procedencia de los recursos de casación presentados por SUNAT y el TF. Se espera que el TF emita pronunciamiento sobre el pedido de compensación presentado. Se encuentra pendiente de que Enel Generación Perú S.A.A. presente recurso de apelación contra la resolución de SUNAT que declaró improcedente la solicitud de compensación.

La cuantía total de estos litigios se estima en MPEN 51.007 (MUS\$ 13.127).

49. 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\$ 3.736). 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 de 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. En abril de 2021, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con las resoluciones donde la Corte Suprema declara procedentes los recursos de casación.

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. En junio de 2021, el TF fijó fecha para el informe oral para el 14 de julio de 2021. En ese mismo mes, Enel Distribución Perú S.A.A. acreditó a los abogados que informarán oralmente.

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. En mayo de 2021, el Juzgado declaró saneado el proceso y señaló fecha para el informe oral para el día 10 de marzo de 2022. En dicho mes, Enel Distribución Perú S.A.A. solicitó el uso de la palabra, el mismo que fue concedido.

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\$ 1.357), 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 junio de 2021, la abogada de Enel Distribución Perú S.A.A. informó oralmente y se presentó escrito de alegatos.

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\$ 1.308) 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 marzo de 2021, 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\$ 805) 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. En junio de 2021, el Juzgado dejó sin efecto la fecha programada para el informe oral, otorgando un plazo adicional para que los procuradores de SUNAT y del TF se acrediten, y puedan informar oralmente, evitando vulnerar el derecho de defensa de dichas entidades.

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 922). 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 el fondo de si los recursos de casación presentados.

Para el año 2007: Enel Distribución Perú S.A.A. está a la espera de que se realice el informe oral y que el TF emita la correspondiente resolución.

Para el año 2008: Enel Distribución Perú S.A.A. está a la espera de que se realice el informe oral ante el Juzgado.

Para el año 2009: Enel Distribución Perú S.A.A. se encuentra a la espera de que el Juzgado emita sentencia.

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 el Juzgado señale nueva fecha para el informe oral.

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 83.768 (MUS\$ 21.559).

50. 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\$ 22.408) 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. En junio de 2021, el Juzgado señaló que debe cumplir con lo ordenado por la Sala, y, en consecuencia, debe emitir un nuevo pronunciamiento. Para ello, programó informe oral para el 3 de agosto de 2021.

La cuantía total de este litigio asciende a MPEN 87.055 (MUS\$ 22.408) debidamente pagada. El expediente judicial se encuentra nuevamente en el Juzgado para que éste emita nueva sentencia. Se encuentra pendiente de que se brinde informe oral ante el Juzgado para que el mismo cumpla con emitir un nuevo pronunciamiento.

51. 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 reconvenición 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 reconvenición de Enel Generación Perú. El 3 de octubre de 2017, Electroperú presentó su contestación a la reconvenición 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 reconvenición 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. Con fecha 22 de junio de 2021 nos fue notificada la sentencia que declara infundado el recurso de anulación presentado contra el laudo arbitral; contra esta sentencia no cabe la interposición de apelación.

En relación a los litigios anteriormente descritos, el Grupo ha constituido provisiones por MUS\$ 157.607 al 30 de junio de 2021 (ver Nota 24). Existen otros litigios que también tienen provisiones asociadas pero que no son descritas en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía, la Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por litigios, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

34.4 Restricciones financieras.

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

Incumplimiento cruzado o Cross Default

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

Restricciones financieras	Enel Américas	Enel Américas	Enel Américas	Enel Américas
Tipo instrumento con restricción	Línea de Crédito	Bonos Yankee	Bonos Yankee	Bonos Serie B2
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Cualquier deuda que mantenga Enel Américas, por cualquier deuda financiera en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$150 millones en una deuda individual.	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Américas o alguna Subsidiaria Significativa, por cualquier monto en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$150 millones en una deuda individual.	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Américas, por cualquier monto en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$30 millones en una deuda individual.	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Américas, por cualquier monto en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda el 3% del Total de Activos Consolidados, ya sea a nivel individual o agregado.
Acreedor	BBVA, S.A. New York Branch	BNY Mellon (representante de los tenedores de bonos)	BNY Mellon (representante de los tenedores de bonos)	Banco Santander (representante de los tenedores de bonos)
Número de inscripción	-	ISIN: US29274FAF18	ISIN: US29274FAC86	BENER-B2 N° Inscripción 269
Nombre indicador o ratio financiero	Cross default	Cross default	Cross default	Cross default
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Deuda en mora mayor a US\$150 millones de principal en forma individual.	Deuda en mora mayor a US\$150 millones de principal en forma individual.	Deuda en mora mayor a US\$30 millones de principal en forma individual.	Deuda en mora mayor al 3% del Total de Activos Consolidados en forma individual o agregada.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	No poseer deudas individuales en mora superiores US\$150 millones.	No poseer deudas individuales en mora superiores US\$150 millones.	No poseer deudas individuales en mora superiores US\$30 millones.	No poseer deudas individuales en mora superiores al 3% del Total de Activos Consolidados.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	No existen deudas en mora por un monto superior a US\$150 millones de forma individual.	No existen deudas en mora por un monto superior a US\$150 millones de forma individual.	No existen deudas en mora por un monto superior a US\$30 millones de forma individual.	No existen deudas en mora por un monto superior al 3% del Total de Activos Consolidados de forma individual o consolidada.
Cumplimiento SI/NO	Si	Si	Si	Si
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	-	-	-	-

Covenants Financieros

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

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. Por su parte, los “Yankee Bonds” o cualquier otra deuda de Enel Américas a nivel individual, no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

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

Restricciones financieras	Enel Américas	Enel Américas	Enel Américas	Enel Distribución Perú
Tipo instrumento con restricción	Bonos Serie B2	Bonos Serie B2	Bonos Serie B2	Bonos IV Programa
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de CLP\$718.262 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato.	Se debe mantener una Razón de Endeudamiento, definida como la razón entre Pasivo Exigible y Patrimonio Neto menor o igual a 2,24.	Se debe mantener activos susceptibles de constituirse en garantía o Total Activos Libres respecto a Pasivos Exigibles No Garantizados en una razón superior o igual a 1.	Se debe mantener una Razón de Endeudamiento Neto a Patrimonio Neto inferior o igual a 1,70.
Acreedor	Banco Santander Chile (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco Santander Chile (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco Santander Chile (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco Continental S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)
Número de inscripción	BENER-B2 N° Inscripción 269	BENER-B2 N° Inscripción 269	BENER-B2 N° Inscripción 269	ISIN: PEP70101M498; PEP70101M506; PEP70101M514; PEP70101M522; PEP70101M530
Nombre indicador o ratio financiero	Patrimonio Mínimo	Razón de Endeudamiento	Activos Susceptibles de Constituirse en Ga	Razón de Endeudamiento
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	El Patrimonio corresponde al Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora, el cual es contrastado con el nivel de Patrimonio Mínimo que se reajustará por un porcentaje, siempre que sea positivo, de la variación anual del Índice de Precios al Consumidor multiplicado por la diferencia entre 1 menos la razón de Activos No Monetarios en Chile registrados en pesos y el Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante. Si la variación anual del Índice de Precios al Consumidor es negativa o bien si la razón entre Activos No Monetarios en Chile registrados en pesos y el Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante es mayor que uno, no habrá reajuste en dicho año.	El Pasivo Exigible es la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total. El Patrimonio Neto es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras.	El Total de Activos Libres es la diferencia entre el Total de Activos Depurados y el Total de Activos Grabados. Para el Total de Activos Depurados 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. 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.	La suma del Total de Pasivos menos Caja dividido por el Patrimonio Neto.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	Mantener un Patrimonio Mínimo de CLP\$718.262 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato.	Se debe mantener una Razón de Endeudamiento, definida como la razón entre Pasivo Exigible y Patrimonio Neto menor o igual a 2,24.	Se debe mantener activos susceptibles de constituirse en garantía respecto a Pasivos Exigibles No Garantizados en una razón superior o igual a 1.	Se debe mantener una Razón de Endeudamiento inferior o igual a 1,70.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	MCh\$11.685.146.715	1,19	1,38	0,92
Cumplimiento SI/NO	Si	Si	Si	Si
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras	Pasivo Corriente Total; Pasivo No Corriente Total; Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora ; Participaciones no controladoras	Total de Activos; Efectivo en Caja; Saldos en Bancos; Cuentas por Cobrar a entidades relacionadas corriente; Pagos anticipados, corrientes; Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes; Activos intangibles identificables bruto; Activos comprometidos a través de garantías directas; Pasivo corriente total; Pasivo no corriente total; Pasivos Garantizados a través de garantías directas e indirectas.	Total de Pasivos; Pasivos Diferidos; Caja; Patrimonio Neto

Restricciones financieras	Enel Generación Perú	Enel Distribución Rio	Enel Distribución Rio	Enel Distribución Rio
Tipo instrumento con restricción	Bono III Programa	Bonos Décima Emisión	Cred. con Inst. Fin.	Cred. con Inst. Fin.
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Se debe mantener una Razón de Endeudamiento inferior o igual a 1,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre la suma de deuda y Patrimonio inferior o igual a 0,60.
Acreedor	Banco Continental S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco de Desarrollo de Brasil	Banco de Desarrollo de Brasil
Número de inscripción	ISIN: PEP70051M198; PEP70051M354	ISIN: BRCBEEDBS0D0	-	-
Nombre indicador o ratio financiero	Razón de Endeudamiento	Deuda Financiera Neta / EBITDA	Deuda Bancaria Neta / EBITDA	Deuda Financiera Total neta de caja / (Deuda Bancaria Total neta de caja + Patrimonio)
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Anual	Anual
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por Patrimonio Neto Consolidado.	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA.	Se divide la suma de Deuda Bancaria menos Caja por EBITDA.	Se divide la suma de Deuda Bancaria menos Caja por la suma de éste y Patrimonio.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	Se debe mantener una Razón de Endeudamiento inferior o igual a 1,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre la suma de deuda y Patrimonio inferior o igual a 0,60.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	0,03	3,36	2,26	0,25
Cumplimiento SI/NO	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Deuda Financiera; Caja; Patrimonio Neto Consolidado	Deuda Financiera, Caja, EBITDA	Deuda Bancaria, Caja, EBITDA	Deuda Bancaria, Caja, Patrimonio

Restricciones financieras	Enel Distribución Rio	Enel Distribución Rio	Enel Distribución Ceará	Enel Distribución Ceará
Tipo instrumento con restricción	Cred. con Inst. Fin.	Cred. con Inst. Fin.	Cred. con Inst. Fin.	Cred. con Inst. Fin.
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre la suma de deuda y Patrimonio inferior o igual a 0,60.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre la suma de deuda y Patrimonio inferior o igual a 0,60.
Acreedor	Banco Itaú	Banco Itaú	Banco de Desarrollo de Brasil	Banco de Desarrollo de Brasil
Número de inscripción	-	-	-	-
Nombre indicador o ratio financiero	Deuda Financiera Neta / EBITDA	Deuda Financiera Total neta de caja / (Deuda Bancaria Total neta de caja + Patrimonio)	Deuda Bancaria Neta / EBITDA	Deuda Financiera Total neta de caja / (Deuda Bancaria Total neta de caja + Patrimonio)
Periodicidad de la medición	Semestral	Semestral	Anual	Anual
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA.	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por la suma de éste y Patrimonio.	Se divide la suma de Deuda Bancaria menos Caja por EBITDA.	Se divide la suma de Deuda Bancaria menos Caja por la suma de éste y Patrimonio.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre la suma de deuda y Patrimonio inferior o igual a 0,60.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre la suma de deuda y Patrimonio inferior o igual a 0,60.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	3,36	0,50	0,76	0,18
Cumplimiento SI/NO	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Deuda Financiera, Caja, EBITDA	Deuda Financiera, Caja, Patrimonio	Deuda Bancaria, Caja, EBITDA	Deuda Bancaria, Caja, Patrimonio

Restricciones financieras	Enel Distribución Ceará	Enel Distribución Ceará	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Distribución Sao Paulo
Tipo instrumento con restricción	Bonos 5ta, 6ta y 7ta Emisiones	Cred. con Inst. Fin.	Bonos 23ra Emisiones	Bonos 24ta y 25ta Emisiones
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.
Acreedor	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Scotiabank, BNP Paribas	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)
Número de inscripción	ISIN: BRCEDEBS077; BRCEDEBS085; BRCEDEBS0A3; BRCEDEBS0B1; BRCEDEBS0C9; BRCEDEBS0D7	-	ISIN: BREPLDBS0V6; BREPLDBS001	ISIN: BREPLDBS0X2; BREPLDBS0Y0; BREPLDBS100
Nombre indicador o ratio financiero	Deuda Financiera Neta / EBITDA	Deuda Financiera Neta / EBITDA	Deuda Financiera Neta / EBITDA Ajustado	Deuda Financiera Neta / EBITDA Ajustado
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA.	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA.	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA.	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA menos Gastos de Arrendamientos Financieros
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	2,97	2,97	1,57	1,53
Cumplimiento SI/NO	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Deuda Financiera, Caja, EBITDA	Deuda Financiera, Caja, EBITDA	Deuda Financiera, Caja, EBITDA; Arrendamientos Financieros	Deuda Financiera, Caja, EBITDA;

El resto de las filiales no mencionadas en esta Nota no están sujetas al cumplimiento de covenants financieros.

Por último, en la mayoría de los contratos, el aceleramiento de la deuda por incumplimiento de estos covenants no se da en forma automática, sino que deben cumplirse ciertas condiciones, como el vencimiento de los plazos de cura establecidos en los mismos, entre otras condiciones.

Al 30 de junio de 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.

34.5 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 30 de junio de 2021, éstos se relacionan fundamentalmente con un aumento en las pérdidas por deterioro en las cuentas comerciales respecto a la situación pre COVID 2019 (ver notas 2.3, 3.g.3 y 9.c).

34.6 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 “FONINMEM”

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, situación que aún está en proceso.

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 30 de junio de 2021 las Sociedades han cobrado 38 cuotas de las 120 pactadas.

El saldo pendiente por cobrar al 30 de junio de 2021 asciende a MUS\$ 290.306 (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\$ 194.165 (MUS\$ 208.941 al 31 de diciembre de 2020), (ii) Central Dock Sud S.A. por MUS\$ 76.894 (MUS\$ 82.438 al 31 de diciembre de 2020) y (iii) Enel Generación Costanera S.A. por MUS\$ 19.247 (MUS\$ 20.496 al 31 de diciembre de 2020) (Ver Nota 9).

(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 periodo 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 periodo 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 23).

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 periodo comprendido entre octubre de 2017 y diciembre de 2020. En este sentido, con fecha 22 de diciembre de 2020, el Estado Nacional, a través del Ministerio de Economía y la Secretaría de Energía, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y las empresas Edenor y Edesur, firmaron un acuerdo por el cual se instrumentó el mecanismo de cancelación de deudas correspondientes al Acuerdo Marco por el periodo mencionado, asumiendo las empresas el compromiso de destinar dichos fondos a obras de mejora del servicio eléctrico y el estado de la red que da suministro a los barrios populares con medidores colectivos y otras zonas sensibles de sus áreas de concesión, sin que ello implique extender su responsabilidad aguas debajo de dichos medidores colectivos, según las normas aplicables. Por este acuerdo, durante diciembre 2020 se reconocieron ARS 1.500 millones (MUS\$ 17.842) y el cobro relacionado se perfeccionó el 15 de enero de 2021. Durante el primer semestre de 2021, la Sociedad avanzó con las obras comprometidas, mientras está en curso el seguimiento y verificación por parte del ENRE.

Situación económico-financiera

La pandemia y la extensión del aislamiento social obligatorio ha generado recesión económica en Argentina, la cual, conjuntamente con la continuidad del congelamiento tarifario y que hasta el presente no se han implementado mecanismos de compensación económica a las distribuidoras eléctricas, ha llevado a que Edesur presente un capital de trabajo negativo de MARS 42.666.168 (MUS\$ 446.188) al 30 de junio de 2021. La Dirección de la compañía, en base a su análisis de flujos de efectivo proyectado, estima que Edesur mantiene incapacidad financiera suficiente para hacer frente a las obligaciones posteriores al 30 de junio de 2021 y las posteriores a esa fecha.

Los supuestos claves utilizados en la proyección de flujos de efectivo se relacionan con variables operativas como demanda de energía eléctrica, tarifas/subsidios, costos, cobrabilidad, renegociación de deudas y supuestos macroeconómicos, como las tasas de inflación, de cambio y de interés, y consideran los probables resultados de las renegociaciones con las autoridades.

La Dirección de la compañía considera que, las medidas relacionadas al Régimen Especial de Regularización de Obligaciones (DNU 40/2021) y la Res. N° 371/2021, el Régimen Tarifario de Transición (Ley de presupuesto 2021 y Decreto PEN 1020/2020) y el Acuerdo Definitivo de Renegociación, permitirán recomponer la ecuación económico-financiera prevista en la ley y en el Contrato de Concesión gracias a un trabajo conjunto con las autoridades que permitan encontrar las soluciones necesarias para poder mantener un servicio esencial como la distribución de energía eléctrica. (Para mayor detalle ver Nota 4.i.a), donde se expone el marco regulatorio de Argentina en los subtítulos “Revisiones tarifarias” y “Otros aspectos regulatorios”).

35. DOTACIÓN

La distribución del personal de Enel Américas, incluyendo la información relativa a las subsidiarias en los países donde está presente el Grupo, al 30 de junio de 2021 y 31 de diciembre de 2020, respectivamente, era la siguiente:

al 30.06.2021				
Pais	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Argentina	35	1.889	2.155	4.079
Brasil	57	5.494	3.469	9.020
Colombia	40	2.186	-	2.226
Costa Rica	5	18	11	34
Chile	10	51	3	64
Guatemala	8	79	-	87
Panamá	24	38	40	102
Perú	29	930	-	959
Total	208	10.685	5.678	16.571
Promedio	202	11.127	5.762	17.091

al 31.12.2020				
Pais	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

36. SANCIONES

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

Subsidiarias

1. Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia e Serviços S.A. 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 11.684 (MUS\$ 2.357)

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

- 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 1.616 (MUS\$ 325,9)
- 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 1.006 (MUS\$ 202,8).

3. 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. 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 30 de junio de 2021 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$16.993 (MMBRL 84,23).
- 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 que fue acogido por ANEEL, reduciéndose el valor de la sanción de MMBRL 61 para MMBRL 45. Un nuevo pedido de reconsideración fue presentado, a la fecha sin resolución. El 30 de junio de 2021 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 9.202 (MMBRL 45,61).

- 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, que fue acogido por ANEEL, reduciéndose el valor de la sanción en MMBRL 1. Un nuevo pedido de reconsideración fue presentado, a la fecha sin resolución. El 30 de junio de 2021 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 8.714 (MMBRL 43,19).

4. 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 30 de junio de 2021 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 37.695 (MMBRL 186,85).
- 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 30 de junio de 2021 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 18.684 (MMBRL 92,62).
- 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 30 de junio de 2021 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 5.971 (MMBRL 29,60).
- 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 30 de junio de 2021 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 13.940 (MMBRL 69,10).
- 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 30 de junio de 2021, el monto involucrado en la sanción es de MUS\$ 7.111 (MMBRL 35,25).

- 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 30 de junio de 2021 el valor involucrado en la sanción es de MUS\$ 5.144 (MMBRL 25,50).
- 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 30 de junio de 2021 el monto involucrado en la sanción es de MUS\$ 15.796 (MMBRL 78,30).
- 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 que en contra ha interpuesto 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 30 de junio de 2021 el monto involucrado es de MUS\$ 5.649 (MMBRL 28,00).
- 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 30 de junio de 2021 el monto involucrado es de MUS\$ 7.671 (MMBRL 38,07).
- 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 30 de junio de 2021 el monto involucrado es de MUS\$ 6.234 (MMBRL 30,90).

- 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 69.868 (MUS\$ 14.094).

5. Enel Generación Perú S.A.A. (ex Edegel S.A.A.)

Al 30 de junio 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\$ 534,5), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 10.501.965 (MUS\$ 2.703). 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 califica como posible y asciende a PEN 3.914.754 (MUS\$ 1.007), y los intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a PEN 5.407.667 (MUS\$ 1.392). Actualmente, Enel Generación Perú viene discutiendo la compensación de la multa ante el TF.
- 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\$ 1.501), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 3.395.224 (MUS\$ 874,8). 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.

6. Enel Perú S.A.C. (ex Generandes Perú)

Al 30 de junio 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\$751,5), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 14.053.695 (MUS\$ 3.617). 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 ascienden a PEN 1.771.933 (MUS\$ 456.0), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 10.231.619 (MUS\$ 2.633). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial.

7. Enel Generación Piura (ex EEPSA)

Al 30 de junio 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 el 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\$ 1.768), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 4.844.855 (MUS\$ 1.247). 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\$ 1.172), la misma que fue cancelada con una rebaja del 60%: (i) Multa por PEN 1.820.995 (MUS\$ 468,7); y (ii) Intereses moratorios por PEN 1.165.075 (MUS\$ 299,9), 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\$ 37.620 al 30 de junio de 2021 (ver Nota 24). 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.

37. MEDIO AMBIENTE

Los gastos ambientales por los ejercicios terminados al 30 de junio de 2021 y 2020, son los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MU\$S				Primeros seis 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 Gastado	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	-	-	-	4.074	31/12/2022	4.074	238
		Ley 99	En proceso	203	-	203	-	31/12/2022	203	4.178
		Otro	Terminado	-	-	-	-	-	-	47
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	51	19	32	5.824	31/12/2027	5.875	5.885
		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	62	60	2	334	31/12/2022	396	278
Enel Generación Perú S.A.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	En proceso	163	-	163	-	31/12/2021	163	89
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	88	-	88	-	31/12/2021	88	99
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso	122	-	122	-	31/12/2021	122	266
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion	En proceso	32	-	32	-	31/12/2021	32	207
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	En proceso	41	-	41	-	31/12/2021	41	109
	Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	20	-	20	15	31/12/2021	36	35
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y Recuperacion del Suelo y Agua	Terminado	-	-	-	-	-	-	10
Enel Generación Piura S.A.	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	23	-	23	7	31/12/2021	29	9
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	31	-	31	36	31/12/2021	67	85
	Monitoreos Ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido	En proceso	18	-	18	13	31/12/2021	31	48
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de áreas verdes y fauna menor	En proceso	11	-	11	34	31/12/2021	45	55
Chinango S.A.C.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la biodiversidad del medioambiente	En proceso	42	-	42	38	31/12/2021	81	-
	Estudios Ambientales	Estudios sobre Aspectos Ambientales	En proceso	-	-	-	5	31/12/2021	5	56
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso	9	-	9	19	31/12/2021	28	81
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion	En proceso	114	-	114	162	31/12/2021	276	460
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulacion de Material Contaminante	Terminado	-	-	-	-	-	-	53
Total				1.030	79	951	10.561	-	11.592	12.288

miles de dólares estadounidenses - MU\$S

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	Primeros seis 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	238	-	238	-	-	238	
		Otros	En proceso	47	-	47	-	-	47	
		Ley 99	En proceso	-	-	-	4.178	-	4.178	
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	En proceso	53	-	53	-	-	53	
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	1.252	985	267	4.633	31/12/2027	5.885	
		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	53	51	2	225	31/12/2020	278	
		Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	En proceso	89	-	89	-	31/12/2020	89
Enel Generación Perú S.A.	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	41	-	41	58	31/12/2020	99	
		Gestión De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso	97	-	97	169	31/12/2020	266
		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	40	-	40	167	31/12/2020	207
		Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	En proceso	38	-	38	71	31/12/2020	109
Enel Generación Piura S.A.	Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	16	-	16	19	31/12/2020	35	
		Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	7	-	7	2	31/12/2020	9
		Gestión De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	42	-	42	43	31/12/2020	85
		Monitoreos Ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido	En proceso	9	-	9	39	31/12/2020	48
		Paisajismo y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	En proceso	14	-	14	41	31/12/2020	55
Chinango S.A.C.	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	22	-	22	34	31/12/2020	56	
		Gestión De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	7	-	7	74	31/12/2020	81
		Monitoreos Ambientales	Proteccion del aire y clima, reduccion del ruido,proteccion contra la radiacion	En proceso	68	-	68	392	31/12/2020	460
Total				2.140	1.036	1.104	10.148	-	12.288	

39. HECHOS POSTERIORES

- Como parte de los acuerdos alcanzados con el Grupo Energía Bogotá S.A. ESP, con fecha 8 de julio de 2021 se llevó a cabo la audiencia dentro del tribunal de arbitramento de Grupo Energía Bogotá contra Enel Américas, en la cual los árbitros aceptaron el acuerdo de conciliación presentado por las partes, poniendo fin, de esta manera, a las diferencias entre Grupo Energía Bogotá y Enel Américas que se debatían en este litigio. (Ver Nota 34.3.b.45).
- Con fecha 27 de Julio de 2021, las filiales de Enel Américas, Emgesa S.A. ESP, Codensa S.A. ESP, Enel Green Power Colombia S.A.S. y ESSA2 SpA, celebraron sus respectivas Asambleas Generales de Accionistas en las cuales, entre otros temas, aprobaron el compromiso de fusión entre las sociedades Emgesa S.A. ESP (Sociedad Absorbente), Codensa S.A. ESP, Enel Green Power Colombia S.A.S. ESP y ESSA2 SpA (Sociedades Absorbidas).

Producto de la relación de intercambio y de los acuerdos entre Enel Américas S.A. y Grupo Energía Bogotá S.A. ESP (GEB), la composición accionaria resultante de la Sociedad Absorbente será la siguiente: i) Enel Américas S.A. con una participación del 57,345%; ii) Grupo Energía Bogotá S.A. ESP con una participación del 42,515% y iii) Otros accionistas minoritarios con una participación del 0,140%.

La fusión deberá ser posteriormente aprobada por las Asambleas de Tenedores de Bonos de Emgesa S.A. ESP y de Codensa S.A. ESP, para luego someterse a un trámite de autorización previa por parte de la Superintendencia de Sociedades de Colombia, para su posterior perfeccionamiento.

Entre el 1 de julio 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 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL AMÉRICAS

Este anexo forma parte de la nota 2.4 “Sociedades subsidiarias”.

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 30.06.2021			al 31.12.2020		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
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	Distrilec Inversora S.A.	Argentina	Peso argentino	51,50%	-	51,50%	51,50%	-	51,50%
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur	Argentina	Peso argentino	-	99,45%	99,45%	-	99,45%	99,45%
Extranjero	Enel Argentina S.A.	Argentina	Peso argentino	99,92%	-	99,92%	99,92%	-	99,92%
Extranjero	Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Peso argentino	55,00%	45,00%	100,00%	55,00%	45,00%	100,00%
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Peso argentino	-	75,68%	75,68%	-	75,68%	75,68%
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Peso argentino	-	67,67%	67,67%	-	67,67%	67,67%
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Peso argentino	41,94%	54,76%	96,70%	41,94%	54,76%	96,70%
Extranjero	Inversora Dock Sud S.A.	Argentina	Peso argentino	57,14%	-	57,14%	57,14%	-	57,14%
Extranjero	Transportadora de Energía S.A. - TESA	Argentina	Peso argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Argentina S.A.	Argentina	Peso argentino	99,24%	0,76%	100,00%	-	-	-
77.333.234-7	ESSA2 S.P.A.	Chile	Dólar Estadounidense	100,00%	-	100,00%	-	-	-
76.802.942-3	Energía y Servicios South America S.P.A.	Chile	Dólar Estadounidense	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 Green Power Colombia S.A.S E.S.P.	Colombia	Peso colombiano	100,00%	-	100,00%	-	-	-
Extranjero	EGP fotovoltaica La Loma S.A.S en liquidacion	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%
Extranjero	Enel Green Power Peru S.A. (USD)	Perú	Dólar Estadounidense	100,00%	-	100,00%	-	-	-
Extranjero	Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A.	Perú	Sol peruano	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Empresa De Generacion Eléctrica Marcona S.A.C.	Perú	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Energetica Monzón S.A.C.	Perú	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Guatemala, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Generadora de Occidente, Ltda.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Generadora Montecristo, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Renovables de Guatemala, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Transmisora de Energía Renovable, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Tecnoguat, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	75,00%	75,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Panamá, S.R.L.	Panamá	Dólar Estadounidense	0,03%	99,97%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	50,06%	50,06%	-	-	-
Extranjero	Enel Solar, S.R.L.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Generadora Eólica Alto Pacora, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Generadora Solar Tole, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Llano Sanchez Solar Power One, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Generadora Solar Austral, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Jaguito Solar 10MW, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Progreso Solar 20MW, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Generadora Solar El Puerto, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Generadora Solar de Occidente, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Costa Rica S.A.	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Energía Global Operaciones S.A.	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	PH Chucás S.A.	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	65,00%	65,00%	-	-	-
Extranjero	PH Don Pedro S.A.	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	33,44%	33,44%	-	-	-
Extranjero	PH Rio Volcan S.A.	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	34,32%	34,32%	-	-	-
Extranjero	Enel Uruguay S.A. (1)	Uruguay	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
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%

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

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 30.06.2021			al 31.12.2020		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
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) S.A.	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 Green Power Brasil Participacoes Ltda.	Brasil	Real brasileño	100,00%	-	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Alvorada Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Apiacas Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Alba Energia Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Bondia Energia Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 4 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Sao Gonçalo 22 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 5 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 1 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 21 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 10 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 3 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 4 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 19 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 13 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 5 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 8 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 3 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 11 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 7 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 6 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 15 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 14 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 9 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 17 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 21 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Angela 1 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Angela 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 10 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 20 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Zeus II - Delfina 8 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperanca 15 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 17 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Central Geradora Fotovoltaica Bom Nome Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Parque Eolico Palmas Dos Ventos Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Boa Vista 01 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Zeus Sul 1 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enelpower do Brasil Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 6 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela Energias Renováveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 30.06.2021			al 31.12.2020		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 11 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 12 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 16 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 21 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 22 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 25 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 26 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela ACL 12 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela Acl 13 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela Acl 16 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela Acl 18 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Isamu Ikeda Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cumaru Participacoes S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Lagoa Participações S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 09 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança Participações S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Primavera Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Quatiara Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 11 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 16 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 17 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 18 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Sao Goncalo 14 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Sao Goncalo 15 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Sao Goncalo 19 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 18 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Sao Goncalo 17 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Fontes dos Ventos 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Socibe Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Fontes Dos Ventos 3 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 22 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 26 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 29 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 13 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 19 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Micael 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 1 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança Energias Renováveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Micael 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 7 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Micael 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power São Micael 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cumaru Solar 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cumaru Solar 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Santa Esperanca 3 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cristal Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Ventos de Sao Roque Energias Renovaveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Sao Judas Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Fotons de Santo Anchieta Energias Renovaveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Primavera Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 1 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Zeus Sul 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Lagoa Do Sol 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 30.06.2021			al 31.12.2020		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Sao Roque 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Lagoa Do Sol 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Sao Roque 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Lagoa Do Sol 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Sao Roque 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Joana Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Sao Micael 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Geronimo Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Tacaico Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Jade Energia Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Lagoa Do Sol 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cerrado Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Brejolandia Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Esperanca Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Fontes Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Sao Roque 06 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Lagoa II Participacoes S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Morro do Chapéu Solar 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Lagoa III Participacoes S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 06 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Ventos De Santo Orestes Energias Renovaveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Fontes II Participacoes S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Cabeça De Boi S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Dois Riachos Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Fazenda S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Salto Apiacás S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 06 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Damascena Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Esperanca Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Manicoba Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Solucoes Energeticas Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Delfina A Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Delfina B Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Delfina C Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Delfina D Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Delfina E Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ituverava Norte Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ituverava Sul Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Ituverava Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Boa Vista Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Morro Do Chapéu I Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Morro Do Chapéu II Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Sao Abraao Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Mourao S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Parapanema S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Horizonte MP Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 06 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-

ANEXO N°2 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

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

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	al 30.06.2021									Total
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	
Activo Corriente										
Electivo y Equivalentes al Efectivo	-	2.139	298.673	247	261.860	171.573	40.668	659.695	-	1.434.855
Otros activos financieros corrientes	-	121	7.240	-	17.013	160	80.599	111.343	-	216.476
Otros activos no financieros corrientes	-	4.749	72.442	-	25.305	56.293	39.534	636.649	79	835.051
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	1.228	75.492	-	317.641	145.884	317.439	2.666.018	-	3.523.702
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	3.794	83.286	6.844	99	4.664	45	702	-	99.434
Inventarios corrientes	-	-	9.691	952	96.382	53.786	46.219	348.597	-	555.627
Activos por impuestos corrientes	-	9.371	10.265	-	3.430	24.654	11.998	128.546	-	188.264
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	1.697	-	-	-	-	-	-	1.697
Total Activo Corriente	-	21.402	558.786	8.043	721.730	457.014	536.502	4.551.550	79	6.855.106
Activo No Corriente										
Otros activos financieros no corrientes	-	-	115.277	-	963	13	25.106	3.218.010	-	3.359.369
Otros activos no financieros no corrientes	-	6.008	34.531	-	34.227	25.918	832	3.688.600	-	3.790.116
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	61	240.171	-	26.069	-	24.595	298.923	-	589.819
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	-	-	-	-	28	-	-	28
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	-	-	-	1.828	-	-	1.828
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	50.170	55.284	140.021	77.700	69.298	4.707.250	-	5.099.723
Plusvalía	-	-	653.242	-	5.087	2.754	4.981	957.899	-	1.623.963
Propiedades, Planta y Equipo	-	-	1.156.547	511	3.968.444	1.996.916	1.936.352	3.616.358	-	12.675.128
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	7.047	-	7.047
Activos por derecho de uso	24	-	7.658	-	29.524	144.478	85	66.298	-	248.067
Activos por impuestos diferidos	-	2.914	1.866	155	7.117	28.626	34.771	893.068	215	968.732
Total Activos No Corriente	24	8.983	2.259.462	55.950	4.211.452	2.276.405	2.097.876	17.453.453	215	28.363.820
Total Activos	24	30.385	2.818.248	63.993	4.933.182	2.733.419	2.634.378	22.005.003	294	35.218.926

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	al 31.12.2020									Total
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	
Activo Corriente										
Electivo 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	43.099	-	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	Unidad de Fomento	al 30.06.2021								
		Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Pasivo Corriente										
Otros pasivos financieros corrientes	7.242	-	320.928	24.148	461.177	142.564	8	447.869	-	1.403.936
Pasivos por arrendamientos corrientes	19	-	19.875	18	5.785	12.758	37	17.241	-	55.733
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	8.985	152.213	7.943	518.142	168.380	660.096	2.698.885	21	4.214.665
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	9.305	111.151	531.121	112	1.762	119	3.715	-	657.285
Otras provisiones corrientes	-	244	45.801	-	29.475	10.102	45.651	122.948	-	254.221
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	21.312	-	13.633	30.360	25.022	9.313	-	99.640
Otros pasivos no financieros corrientes	-	553	21.657	-	27.739	29.670	25.577	189.765	72	295.033
Total Pasivo Corriente	7.261	19.087	692.937	563.230	1.056.063	395.596	756.510	3.489.736	93	6.980.513
Pasivo No Corriente										
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	1.582.352	23.419	1.172.737	369.556	-	1.947.292	-	5.095.356
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	29.629	402	24.520	8.896	40	55.931	-	119.418
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	10.233	-	1.182	668	69.960	3.100.954	-	3.182.997
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	278.831	207.748	-	-	55.558	100.859	-	642.996
Otras provisiones no corrientes	-	7	11.070	-	71.690	19.757	19.453	778.773	-	900.750
Pasivo por impuestos diferidos	-	4.364	41.915	-	67.573	248.553	435.889	42.806	-	841.100
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	3.131	2.225	-	97.078	3.688	14.633	1.163.510	-	1.284.265
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	28.766	-	330	19.862	31.335	34.919	-	115.212
Total Pasivo No Corriente	-	7.502	1.985.021	231.569	1.435.110	670.980	626.868	7.225.044	-	12.182.094
Total Pasivo	7.261	26.589	2.677.958	794.799	2.491.173	1.066.576	1.383.378	10.714.780	93	19.162.607

miles de dólares estadounidenses - MU\$S

al 31.12.2020

PASIVOS	Unidad de Fomento	al 31.12.2020								
		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°3 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012

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

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	al 30.06.2021					
	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	2.191.980	573.368	208.511	1.006.984	3.980.843	366.024
Provisión de deterioro	(20.608)	(33.282)	(51.753)	(651.102)	(756.745)	(62.296)
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	1.034	-	-	-	1.034	9.282
Provisión de deterioro	(26)	-	-	-	(26)	(242)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	304.086	-	-	-	304.086	277.185
Provisión de deterioro	(5.490)	-	-	-	(5.490)	(134)
Total	2.470.976	540.086	156.758	355.882	3.523.702	589.819

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 30.06.2021					
	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	11.172.072	2.296.019	5.964.790	261.985	17.136.862	2.558.004
Entre 1 y 30 días	10.531.125	297.569	629.969	25.463	11.161.094	323.032
Entre 31 y 60 días	3.637.121	159.331	363.638	14.351	4.000.759	173.682
Entre 61 y 90 días	2.601.852	64.212	261.326	12.442	2.863.178	76.654
Entre 91 y 120 días	2.278.585	62.877	227.325	10.374	2.505.910	73.251
Entre 121 y 150 días	2.388.064	75.380	201.931	10.302	2.589.995	85.682
Entre 151 y 180 días	1.702.575	40.740	187.014	8.838	1.889.589	49.578
Entre 181 y 210 días	1.038.304	75.938	171.748	8.140	1.210.052	84.078
Entre 211 y 250 días	738.137	52.686	151.841	8.294	889.978	60.980
Superior a 251 días	17.582.049	765.553	1.733.972	96.373	19.316.021	861.926
Total	53.669.884	3.890.305	9.893.554	456.562	63.563.438	4.346.867

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.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cartera protestada y en cobranza judicial	Primeros seis meses			
	2021		2020	
	Número de Clientes	Monto	Número de Clientes	Monto
Documentos por cobrar protestados	557.314	114.535	568.341	10.078.706
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	12.453	56.640	13.663	1.898.280
Total	569.767	171.175	582.004	11.976.986

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

c) Provisiones y castigos.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Provisiones y Castigos	al 30.06.2021	al 31.12.2020
Provisión cartera no repactada	96.185	204.419
Provisión cartera repactada	10.555	38.529
Recuperos del período	(740)	(576)
Total	106.000	242.372

d) Número y monto de operaciones.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Número y monto operaciones	al 30.06.2021		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	1.516.880	2.057.589	377.287	3.800.417
Monto de las operaciones	50.291	106.000	49.648	242.372

ANEXO N°3.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES

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

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cuentas Comerciales por Cobrar	al 30.06.2021												
	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	428.576	8.188	53.694	5.266	9.860	2.063	1.176	13.879	18.365	7.585	19.975	568.627	32.897
-Grandes Clientes	149.842	3.170	5.763	5.239	9.771	1.875	1.048	13.841	18.066	7.264	17.433	233.312	32.864
-Clientes Institucionales	81.613	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	81.613	-
-Otros	197.121	5.018	47.931	27	89	188	128	38	299	321	2.542	253.702	33
Provisión Deterioro	(606)	(19)	(855)	(25)	(51)	(9)	(5)	(298)	(95)	(2.987)	(3.087)	(8.037)	(26.333)
Servicios no facturados	305.436	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	305.436	-
Servicios facturados	123.140	8.188	53.694	5.266	9.860	2.063	1.176	13.879	18.365	7.585	19.975	263.191	32.897
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	1.763.404	314.844	119.988	71.388	63.391	83.619	48.402	70.199	42.615	112.092	722.274	3.412.216	333.127
-Clientes Masivos	1.203.677	235.203	91.700	52.086	43.505	44.284	35.402	54.238	29.629	77.283	484.467	2.351.474	271.405
-Grandes Clientes	415.156	59.049	18.672	13.309	12.428	13.663	7.265	9.935	6.250	21.891	150.468	728.086	21.215
-Clientes Institucionales	144.571	20.592	9.616	5.993	7.458	25.672	5.735	6.026	6.736	12.918	87.339	332.656	40.507
Provisión Deterioro	(20.002)	(4.346)	(13.545)	(14.492)	(16.923)	(19.544)	(15.221)	(46.624)	(26.216)	(68.214)	(503.581)	(748.708)	(35.963)
Servicios no facturados	559.788	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	559.788	-
Servicios facturados	1.203.616	314.844	119.988	71.388	63.391	83.619	48.402	70.199	42.615	112.092	722.274	2.852.428	333.127
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	2.191.980	323.032	173.682	76.654	73.251	85.682	49.578	84.078	60.980	119.677	742.249	3.980.843	366.024
Total Provisión Deterioro	(20.608)	(4.365)	(14.400)	(14.517)	(16.974)	(19.553)	(15.226)	(46.922)	(26.311)	(71.201)	(506.668)	(756.745)	(62.296)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	2.171.372	318.667	159.282	62.137	56.277	66.129	34.352	37.156	34.669	48.476	235.581	3.224.098	303.728

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												
	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	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 30.06.2021											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	418.060	8.010	53.632	5.259	9.812	2.004	1.122	13.879	18.356	26.916	-	557.050	6.551
-Grandes Clientes	149.842	3.170	5.763	5.239	9.770	1.876	1.048	13.841	18.066	24.622	-	233.237	6.531
-Clientes Institucionales	81.613	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	81.613	-
-Otros	186.605	4.840	47.869	20	42	128	74	38	290	2.294	-	242.200	20
Cartera repactada	10.516	178	62	7	48	59	54	-	9	644	-	11.577	26.346
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26.333
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	10.516	178	62	7	48	59	54	-	9	644	-	11.577	13
DISTRIBUCIÓN													
Cartera no repactada	1.653.981	289.559	105.699	58.953	53.065	73.376	39.618	62.059	34.330	738.637	-	3.109.277	217.427
-Clientes Masivos	1.127.820	214.938	79.975	42.373	35.090	36.099	28.423	48.119	24.064	499.222	-	2.136.123	212.611
-Grandes Clientes	390.810	55.406	16.836	11.437	11.276	12.432	6.082	9.193	5.392	154.926	-	673.790	4.620
-Clientes Institucionales	135.351	19.215	8.888	5.143	6.699	24.845	5.113	4.747	4.874	84.489	-	299.364	196
Cartera repactada	109.423	25.285	14.289	12.435	10.326	10.243	8.784	8.140	8.285	95.729	-	302.939	115.700
-Clientes Masivos	75.857	20.265	11.724	9.712	8.416	8.185	6.979	6.120	5.565	62.528	-	215.351	86.298
-Grandes Clientes	24.346	3.643	1.837	1.873	1.151	1.231	1.183	741	858	17.433	-	54.296	9.542
-Clientes Institucionales	9.220	1.377	728	850	759	827	622	1.279	1.862	15.768	-	33.292	19.860
Total cartera bruta	2.191.980	323.032	173.682	76.654	73.251	85.682	49.578	84.078	60.980	861.926	-	3.980.843	366.024

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

al 31.12.2020

Tipos de Cartera	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días	Total Corriente	Total No Corriente
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°3.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE

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

miles de dólares estadounidenses - MUJS

País	COLOMBIA				PERÚ				ARGENTINA				BRASIL				CENTROAMERICA				TOTAL					
	al 30.06.2021		al 31.12.2020		al 30.06.2021		al 31.12.2020		al 30.06.2021		al 31.12.2020		al 30.06.2021		al 31.12.2020		al 30.06.2021		al 31.12.2020		al 30.06.2021		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	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes		
BALANCE																										
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32.823	19	-	-	-	-	-	-	-	32.823	19	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	146.752	11.657	139.254	11.961	61.994	12.587	61.975	12.240	87.450	-	68.720	-	486.270	4.276	779.510	3.952	781.269	-	-	-	-	1.563.735	28.520	1.049.459	28.153	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Activo Estimado	146.752	11.657	139.254	11.961	61.994	12.587	61.975	12.240	87.450	-	68.720	-	486.270	4.276	812.333	3.971	781.269	-	-	-	-	1.563.735	28.520	1.082.282	28.172	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	677	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33.420	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34.097	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	40.972	12.897	30.139	12.246	33.588	9.819	52.233	9.763	48.327	-	38.689	-	588.728	74.709	1.120.722	59.673	-	-	-	-	-	-	711.615	97.425	1.241.783	81.682
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Pasivo Estimado	40.972	12.897	30.816	12.246	33.588	9.819	52.233	9.763	48.327	-	38.689	-	588.728	74.709	1.154.142	59.673	-	-	-	-	-	-	711.615	97.425	1.275.880	81.682

miles de dólares estadounidenses - MUJS Primeros seis meses

País	COLOMBIA				PERU				ARGENTINA				BRASIL				CENTROAMERICA				TOTAL				
	2021		2020		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	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	
RESULTADO																									
Ventas de Energía	152.454	12.110	130.214	7.482	55.680	10.524	53.140	9.555	86.202	-	115.201	-	441.637	3.937	326.869	4.505	15.659	-	-	-	-	751.632	26.571	625.424	21.542
Compras de Energía	42.564	13.398	31.424	10.289	35.023	10.239	30.046	10.859	48.332	-	50.090	-	532.407	68.737	538.946	14.145	-	-	-	-	-	658.326	92.374	650.506	35.293

ANEXO N°4 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Proveedores con pagos al día	al 30.06.2021				al 31.12.2020			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	90.050	439.611	983.448	1.513.109	104.782	469.913	1.321.209	1.895.904
Entre 31 y 60 días	57.533	262.962	57.000	377.495	52.007	233.753	96.755	382.515
Entre 61 y 90 días	11.798	34.479	14.321	60.598	3.877	30.449	15.620	49.946
Entre 91 y 120 días	2.567	110.123	39.388	152.078	373	23.619	124.617	148.609
Entre 121 y 365 días	-	144.429	44.841	189.270	6.462	16.912	19.770	43.144
Más de 365 días	-	25.084	104.160	129.244	-	3.075	111.587	114.662
Total	161.948	1.016.688	1.243.158	2.421.794	167.501	777.721	1.689.558	2.634.780

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Proveedores con plazos vencidos	al 30.06.2021				al 31.12.2020			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	917	56.823	26.805	84.545	908	24.552	17.039	42.499
Entre 31 y 60 días	-	-	14.382	14.382	-	-	16.401	16.401
Entre 61 y 90 días	-	-	17.200	17.200	-	-	18.485	18.485
Entre 91 y 120 días	-	-	22.681	22.681	-	-	39.312	39.312
Entre 121 y 365 días	-	-	35.423	35.423	-	-	152.921	152.921
Más de 365 días	-	-	252.677	252.677	-	-	-	-
Total	917	56.823	369.168	426.908	908	24.552	244.158	269.618

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Detalle de Proveedores	al 30.06.2021				al 31.12.2020			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Proveedores por compra de energía	74.152	54.407	1.516.959	1.645.518	60.184	56.933	1.627.935	1.745.052
Proveedores por compra de combustibles y gas	1.311	8.559	-	9.870	17.410	7.211	-	24.621
Compra de Activos	24.008	3.766	10.233	38.007	12.693	34.671	12.958	60.322
Cuentas por pagar bienes y servicios	63.394	1.006.779	85.134	1.155.307	78.122	703.458	292.823	1.074.403
Total	162.865	1.073.511	1.612.326	2.848.702	168.409	802.273	1.933.716	2.904.398