

# **ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**

**correspondientes al ejercicio terminado  
al 31 de diciembre de 2020**

**ENEL AMÉRICAS S.A.  
y SUBSIDIARIAS**

**Miles de Dólares - MUS\$**



Esta hoja está intencionalmente sin contenido

## CONTENIDO

### I. INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

### II. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

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

### III. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

	<b>en miles</b>	<b>Descripciones</b>
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 del Auditor Independiente**

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Enel Américas S.A. y subsidiarias, que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2020 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

### ***Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados***

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

### ***Responsabilidad del auditor***

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestra auditoría. Efectuamos nuestra auditoría de los estados financieros consolidados, al y por año terminado al 31 de diciembre de 2020, de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidado, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.



### **Opinión**

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enel Américas S.A. y subsidiarias al 31 de diciembre de 2020 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

### **Otros asuntos - Estados financieros consolidados comparativos al 31 de diciembre de 2019 y 2018**

Los estados financieros consolidados de Enel Américas S.A. y subsidiarias al 31 de diciembre de 2019 y 2018, y por los años terminados en esas fechas, fueron auditados por otros auditores, quienes emitieron una opinión sin modificaciones sobre los mismos en su informe de fecha 26 de febrero de 2020.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Nolberto Pezzati', enclosed within a large, loopy oval shape.

Nolberto Pezzati

KPMG SpA

Santiago, 25 de febrero de 2021

## ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

### Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados al 31 de diciembre de 2020 y 2019

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	Nota	al 31.12.2020	al 31.12.2019
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	1.506.993	1.938.997
Otros activos financieros corrientes	8	230.279	120.383
Otros activos no financieros corrientes	9	560.786	486.162
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	10	3.234.935	3.504.457
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	11	46.950	16.369
Inventarios corrientes	12	471.433	396.239
Activos por impuestos corrientes	13	127.880	107.321
<b>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</b>		<b>6.179.256</b>	<b>6.569.928</b>
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5.1	-	11.326
<b>Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios</b>		<b>-</b>	<b>11.326</b>
<b>ACTIVOS CORRIENTES TOTALES</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>6.179.256</b>	<b>6.581.254</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros activos financieros no corrientes	8	2.790.863	3.049.811
Otros activos no financieros no corrientes	9	2.332.856	2.735.890
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	10	578.524	587.957
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	11	32	847
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	2.273	1.978
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	4.524.826	5.527.879
Plusvalía	16	945.512	1.173.043
Propiedades, planta y equipo	17	8.354.672	8.763.438
Propiedad de inversión		7.942	10.254
Activos por derecho de uso	18	222.420	255.799
Activos por impuestos diferidos	19	994.382	1.088.234
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>20.754.302</b>	<b>23.195.130</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<b>26.933.558</b>	<b>29.776.384</b>

## ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

### Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados al 31 de diciembre de 2020 y 2019

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

<b>PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	Nota	<b>al 31.12.2020</b>	al 31.12.2019
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>			
Otros pasivos financieros corrientes	20	1.825.130	1.408.407
Pasivos por arrendamientos corrientes	21	51.495	81.644
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	24	4.093.576	3.920.045
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	11	597.122	494.511
Otras provisiones corrientes	25	220.425	286.052
Pasivos por impuestos corrientes	13	222.870	220.727
Otros pasivos no financieros corrientes	9	266.604	320.755
<b>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</b>		<b>7.277.222</b>	<b>6.732.141</b>
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5.1	-	3.791
<b>Pasivos no corrientes o grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios</b>		<b>-</b>	<b>3.791</b>
<b>PASIVOS CORRIENTES TOTALES</b>	<i>[Sub total]</i>	<b>7.277.222</b>	<b>6.735.932</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros pasivos financieros no corrientes	20	3.837.706	4.781.833
Pasivos por arrendamientos no corrientes	21	91.070	108.625
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	24	2.061.475	2.335.997
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	11	144.391	-
Otras provisiones no corrientes	25	833.900	976.327
Pasivo por impuestos diferidos	19	612.953	643.854
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	26	1.624.217	1.836.362
Otros pasivos no financieros no corrientes	9	116.961	111.268
<b>PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES</b>	<i>[Sub total]</i>	<b>9.322.673</b>	<b>10.794.266</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>16.599.895</b>	<b>17.530.198</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
Capital emitido y pagado	27.1.1	9.763.078	9.783.875
Ganancias acumuladas		5.415.698	5.474.411
Otras reservas	27.5	(7.072.917)	(5.291.999)
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<i>[Sub total]</i>	<b>8.105.859</b>	<b>9.966.287</b>
<b>Participaciones no controladoras</b>	27.6	<b>2.227.804</b>	<b>2.279.899</b>
<b>PATRIMONIO TOTAL</b>		<b>10.333.663</b>	<b>12.246.186</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<b>26.933.558</b>	<b>29.776.384</b>

**ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS**
**Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza  
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018**

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

<b>ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS</b>	Nota	2020	2019	2018
<b>Ganancia (pérdida)</b>				
Ingresos de actividades ordinarias	28	11.238.976	13.053.376	11.924.761
Otros ingresos, por naturaleza	28	953.698	1.260.736	1.064.928
<b>Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>12.192.674</b>	<b>14.314.112</b>	<b>12.989.689</b>
Materias primas y consumibles utilizados	29	(7.555.915)	(8.541.023)	(7.948.400)
<b>Margen de Contribución</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>4.636.759</b>	<b>5.773.089</b>	<b>5.041.289</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		147.151	181.565	177.997
Gastos por beneficios a los empleados	30	(565.046)	(809.753)	(840.493)
Gasto por depreciación y amortización	31	(858.099)	(948.330)	(862.440)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	31	-	2.126	61.753
Ganancias por deterioro y reversiones de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinadas de acuerdo con NIIF 9	31	(242.372)	(279.125)	(122.501)
Otros gastos por naturaleza	32	(1.065.278)	(1.150.709)	(1.021.085)
<b>Resultado de Explotación</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>2.053.115</b>	<b>2.768.863</b>	<b>2.434.520</b>
Otras ganancias (pérdidas)		4.671	14.196	681
Ingresos financieros	33	321.477	449.661	358.081
Costos financieros	33	(768.453)	(1.088.631)	(1.071.759)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	3.133	583	2.452
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	33	57.171	136.960	110.635
Resultado por unidades de reajuste	33	76.698	124.477	270.380
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuestos</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>1.747.812</b>	<b>2.406.109</b>	<b>2.104.990</b>
Gasto por impuestos a las ganancias	19	(566.560)	(236.346)	(437.932)
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>1.181.252</b>	<b>2.169.763</b>	<b>1.667.058</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		825.197	1.614.085	1.201.381
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	27.6	356.055	555.678	465.677
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>		<b>1.181.252</b>	<b>2.169.763</b>	<b>1.667.058</b>
<b>Ganancia por acción básica</b>				
Ganancia (pérdida) por acción básica	US\$ / acción	0,01085	0,02465	0,02091
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		76.086.311.036	65.480.640.658	57.452.641.516
<b>Ganancias por acción diluidas</b>				
Ganancias (pérdida) diluida por acción	US\$ / acción	0,01085	0,02465	0,02091
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		76.086.311.036	65.480.640.658	57.452.641.516



## ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

### Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS	Nota	2020	2019	2018
<b>Ganancia (Pérdida)</b>		<b>1.181.252</b>	<b>2.169.763</b>	<b>1.667.058</b>
<b>Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos</b>				
Remediación (pérdidas) del plan de beneficios definidos	26	(476.805)	(576.143)	(177.527)
<b>Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>(476.805)</b>	<b>(576.143)</b>	<b>(177.527)</b>
<b>Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos</b>				
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión	2.9	(2.249.915)	(765.005)	(1.575.134)
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		(10)	(598)	(458)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(15.547)	6.100	(5.763)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		2.571	(194)	3.036
<b>Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>(2.262.901)</b>	<b>(759.697)</b>	<b>(1.578.319)</b>
<b>Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>(2.739.706)</b>	<b>(1.335.840)</b>	<b>(1.755.846)</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período</b>				
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		161.766	195.098	59.684
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>161.766</b>	<b>195.098</b>	<b>59.684</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período</b>				
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		5.038	(2.165)	1.354
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período</b>	<i>[Subtotal]</i>	<b>5.038</b>	<b>(2.165)</b>	<b>1.354</b>
<b>Total Otro resultado integral</b>		<b>(2.572.902)</b>	<b>(1.142.907)</b>	<b>(1.694.808)</b>
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>(1.391.650)</b>	<b>1.026.856</b>	<b>(27.750)</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		(1.521.532)	623.512	(121.326)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		129.882	403.344	93.576
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>(1.391.650)</b>	<b>1.026.856</b>	<b>(27.750)</b>



**ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS**  
**Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado**  
**Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018**

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado	Cambios en Otras Reservas										
	Capital emitido y pagado	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	Otras reservas varias	Total Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio Neto
<b>Saldo inicial al 01.01.2018</b>	<b>6.763.204</b>	<b>(453.995)</b>	<b>(3.472)</b>	-	<b>(175)</b>	<b>(3.408.922)</b>	<b>(3.866.564)</b>	<b>3.583.831</b>	<b>6.480.471</b>	<b>1.798.036</b>	<b>8.278.507</b>
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables (1)	-	-	-	-	-	-	-	667.447	667.447	286.583	954.030
<b>Saldo Inicial Reexpresado</b>	<b>6.763.204</b>	<b>(453.995)</b>	<b>(3.472)</b>	-	<b>(175)</b>	<b>(3.408.922)</b>	<b>(3.866.564)</b>	<b>4.251.278</b>	<b>7.147.918</b>	<b>2.084.619</b>	<b>9.232.537</b>
<b>Cambios en patrimonio</b>											
Resultado Integral											
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	1.201.381	1.201.381	465.677	1.667.058
Otro resultado integral	-	(1.212.114)	(1.622)	(108.749)	(222)	-	(1.322.707)	-	(1.322.707)	(372.101)	(1.694.808)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	(121.326)	93.576	(27.750)
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(502.223)	(502.223)	(255.242)	(757.465)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	108.749	-	199.639	308.388	(108.749)	199.639	184.939	384.578
Total de cambios en patrimonio	-	(1.212.114)	(1.622)	-	(222)	199.639	(1.014.319)	590.409	(423.910)	23.273	(400.637)
<b>Saldo final al 31.12.2018</b>	<b>6.763.204</b>	<b>(1.666.109)</b>	<b>(5.094)</b>	-	<b>(397)</b>	<b>(3.209.283)</b>	<b>(4.880.883)</b>	<b>4.841.687</b>	<b>6.724.008</b>	<b>2.107.892</b>	<b>8.831.900</b>
<b>Cambios en patrimonio</b>											
Resultado Integral											
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	1.614.085	1.614.085	555.678	2.169.763
Otro resultado integral	-	(617.046)	3.760	(376.997)	(290)	-	(990.573)	-	(990.573)	(152.334)	(1.142.907)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	623.512	403.344	1.026.856
Emisión de patrimonio	3.020.671	-	-	-	-	-	-	-	3.020.671	-	3.020.671
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(604.364)	(604.364)	(289.052)	(893.416)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	376.997	-	202.460	579.457	(376.997)	202.460	57.715	260.175
Total de cambios en patrimonio	3.020.671	(617.046)	3.760	-	(290)	202.460	(411.116)	632.724	3.242.279	172.007	3.414.286
<b>Saldo final al 31.12.2019</b>	<b>9.783.875</b>	<b>(2.283.155)</b>	<b>(1.334)</b>	-	<b>(687)</b>	<b>(3.006.823)</b>	<b>(5.291.999)</b>	<b>5.474.411</b>	<b>9.966.287</b>	<b>2.279.899</b>	<b>12.246.186</b>
<b>Cambios en patrimonio</b>											
Resultado Integral											
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	825.197	825.197	356.055	1.181.252
Otro resultado integral	-	(2.025.141)	(8.049)	(313.534)	(5)	-	(2.346.729)	-	(2.346.729)	(226.173)	(2.572.902)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.521.532)	129.882	(1.391.650)
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(570.376)	(570.376)	(306.309)	(876.685)
Incremento (disminución) por otros cambios	(20.797)	-	-	313.534	-	252.277	565.811	(313.534)	231.480	124.332	355.812
Total de cambios en patrimonio	(20.797)	(2.025.141)	(8.049)	-	(5)	252.277	(1.780.918)	(58.713)	(1.860.428)	(52.095)	(1.912.523)
<b>Saldo final al 31.12.2020</b>	<b>9.763.078</b>	<b>(4.308.296)</b>	<b>(9.383)</b>	-	<b>(692)</b>	<b>(2.754.546)</b>	<b>(7.072.917)</b>	<b>5.415.698</b>	<b>8.105.859</b>	<b>2.227.804</b>	<b>10.333.663</b>

(1) Considera un cargo a resultados acumulados por MUS\$ 5.804 por la aplicación de NIIF 9, un cargo a resultados acumulados por MUS\$ 1.272 por aplicación de NIIF 15 y un abono a resultados acumulados por MUS\$ 961.107 por aplicación de NIC 29.

**ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS**
**Estados de Flujo de Efectivo Consolidados, Método Directo  
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018**

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2020	2019	2018
<b>Fujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>			
<b>Clases de cobros por actividades de operación</b>			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	14.770.122	18.408.759	16.445.981
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	36.171	38.223	48.659
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	28.364	26.940	48.028
Otros cobros por actividades de operación	1.269.911	828.859	752.842
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(8.185.560)	(9.343.478)	(8.597.388)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(731.887)	(867.683)	(786.892)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas	(13.014)	(11.723)	(11.345)
Otros pagos por actividades de operación	7.c	(5.723.433)	(5.227.832)
Intereses pagados	(4.675)	(8.343)	-
<b>Fujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)</b>			
Impuestos a las ganancias pagados	(527.952)	(561.805)	(593.948)
Otras entradas (salidas) de efectivo	(202.182)	(258.805)	(233.540)
<b>Fujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>	<b>2.425.510</b>	<b>2.527.511</b>	<b>1.844.565</b>
<b>Fujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>			
Fujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios	-	-	(1.590.435)
Fujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras	-	(97.517)	-
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	176.383	284.939	294.562
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	(215.626)	(245.390)	(335.668)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo	-	-	1.000
Compras de propiedades, planta y equipo	(813.827)	(891.599)	(750.435)
Compras de activos intangibles	(739.664)	(767.291)	(790.184)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	(5.070)	(3.909)	(3.079)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	21.037	14.981	14.003
Dividendos recibidos	2.120	1.521	1.524
Intereses recibidos	43.400	111.730	99.648
Otras entradas (salidas) de efectivo	(4.369)	(7.263)	(10.125)
<b>Fujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>	<b>(1.535.616)</b>	<b>(1.599.798)</b>	<b>(3.069.189)</b>
<b>Fujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>			
Importes procedentes de la emisión de acciones	27.1.1	-	2.999.874
<b>Total importes procedentes de préstamos</b>	<b>7.d</b>	<b>1.646.135</b>	<b>4.898.823</b>
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		437.284	1.164.306
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		1.208.851	3.734.517
Préstamos de entidades relacionadas	7.d	295.299	-
Reembolsos de préstamos	7.d	(1.775.865)	(4.782.344)
Pagos de pasivos por arrendamientos	7.d	(77.292)	(59.177)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	7.d	-	(2.662.433)
Dividendos pagados		(1.057.692)	(723.983)
Intereses pagados	7.d	(326.703)	(614.599)
Otras entradas (salidas) de efectivo	7.d	109.583	120.935
<b>Fujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>	<b>(1.186.535)</b>	<b>(822.904)</b>	<b>1.867.066</b>
<b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio</b>	<b>(296.641)</b>	<b>104.809</b>	<b>642.442</b>
<b>Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo</b>			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(135.363)	(70.097)
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>7</b>	<b>(432.004)</b>	<b>34.712</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo		1.938.997	1.904.285
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo</b>	<b>7</b>	<b>1.506.993</b>	<b>1.938.997</b>

**ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**

1.	INFORMACIÓN GENERAL.....	15
2.	BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.....	16
2.1	Principios contables.....	16
2.2	Nuevos pronunciamientos contables.....	16
2.3	Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas.....	22
2.4	Sociedades subsidiarias.....	23
2.4.1	Variaciones del perímetro de consolidación.....	24
2.4.2	Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%.....	25
2.5	Entidades asociadas.....	25
2.6	Acuerdos conjuntos.....	26
2.7	Principios de consolidación y combinaciones de negocio.....	26
2.8	Moneda Funcional.....	28
2.9	Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera.....	28
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS.....	30
a)	Propiedades, planta y equipo.....	30
b)	Propiedad de inversión.....	32
c)	Plusvalía.....	33
d)	Activos intangibles distintos de la plusvalía.....	33
d.1)	Concesiones.....	34
d.2)	Gastos de investigación y desarrollo.....	35
d.3)	Otros activos intangibles.....	35
e)	Deterioro del valor de los activos no financieros.....	35
f)	Arrendamientos.....	37
f.1)	Arrendatario.....	38
f.2)	Arrendador.....	39
g)	Instrumentos financieros.....	39
g.1)	Activos financieros no derivados.....	39
g.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	40
g.3)	Deterioro de valor de los activos financieros.....	41
g.4)	Pasivos financieros excepto derivados.....	42
g.5)	Derivados y operaciones de cobertura.....	43
g.6)	Baja de activos y pasivos financieros.....	44
g.7)	Compensación de activos y pasivos financieros.....	44
g.8)	Contratos de garantías financieras.....	45
h)	Medición del valor razonable.....	45
i)	Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	46
j)	Inventarios.....	47
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.....	47
l)	Acciones propias en cartera.....	48
m)	Provisiones.....	49
m.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.....	49
n)	Conversión de saldos en moneda extranjera.....	50
o)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	50
p)	Impuesto a las ganancias.....	50
q)	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	51
r)	Ganancia (pérdida) por acción.....	53

s)	Dividendos .....	54
t)	Gastos de emisión y colocación de acciones .....	54
u)	Estado de flujos de efectivo .....	54
4.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO .....	55
i.	Marco regulatorio: .....	55
ii.	Límites a la integración y concentración .....	79
iii.	Mercado de clientes no regulados .....	80
5.	ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS .....	81
6.	COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y ADQUISICIONES .....	82
7.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO .....	84
8.	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS .....	86
9.	OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS .....	87
10.	CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR .....	89
11.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS .....	92
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas .....	92
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas .....	93
c)	Transacciones significativas y sus efectos en resultados: .....	94
d)	Transacciones significativas Enel Américas: .....	94
a)	Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia .....	97
b)	Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia. ....	98
12.	INVENTARIOS .....	99
13.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS .....	99
14.	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN .....	100
14.1	Inversiones contabilizadas por el método de participación .....	100
15.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA .....	102
16.	PLUSVALÍA .....	104
17.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO .....	106
18.	ACTIVOS POR DERECHO DE USO .....	109
19.	IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS .....	111
a)	Impuesto a las ganancias .....	111
b)	Impuestos diferidos .....	112
20.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS .....	115
a)	Préstamos que devengan intereses .....	115
b)	Obligaciones con el Público No Garantizadas .....	118
c)	Obligaciones con el Público Garantizadas .....	121
d)	Deuda de cobertura .....	123
e)	Otros aspectos .....	123
f)	Flujos futuros de deuda no descontados .....	124
21.	PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS .....	126
21.1	Individualización de Pasivos por Arrendamientos .....	126
21.2	Flujos futuros de deuda no descontados .....	132
22.	POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS .....	133
23.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS .....	137
23.1	Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría .....	137
23.2	Instrumentos derivados .....	138
23.3	Jerarquías del valor razonable .....	141
24.	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES Y NO CORRIENTES .....	142
25.	PROVISIONES .....	143
26.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO .....	144

26.1 Aspectos generales:	144
26.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:	145
26.3 Otras revelaciones:	149
27. PATRIMONIO:	150
27.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora:	150
27.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión:	152
27.3 Gestión del capital:	152
27.4 Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio):	152
27.5 Otras Reservas:	153
27.6 Participaciones no controladoras:	155
28. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS:	156
29. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS:	157
30. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS:	157
31. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO DE PROPIEDADES PLANTA Y EQUIPOS Y ACTIVOS FINANCIEROS DE ACUERDO A NIIF 9:	157
32. OTROS GASTOS POR NATURALEZA:	158
33. RESULTADO FINANCIERO:	159
34. INFORMACIÓN POR SEGMENTO:	161
34.1 Criterios de segmentación:	161
34.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros:	163
34.3 Países:	166
34.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países:	169
35. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS 175	
35.1 Garantías directas:	175
35.2 Garantías Indirectas:	176
35.3 Litigios y arbitrajes:	177
35.4 Restricciones financieras:	198
35.5 Contingencia por COVID-19:	202
35.6 Otras informaciones:	203
36. DOTACIÓN:	206
37. SANCIONES:	207
38. MEDIO AMBIENTE:	213
39. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIAS:	216
40. HECHOS POSTERIORES:	219
ANEXO N°1 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA:	221
ANEXO N°2 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012:	224
ANEXO N°2.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES:	227
ANEXO N°2.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE:	231
ANEXO N°3 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES:	232

## ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

### NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020

(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 una participación accionaria del 65%.

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 16.731 trabajadores al 31 de diciembre de 2020. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2020 fue de 16.969 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica ver Nota 36.

Enel Américas tiene como objeto social realizar, en el país o en el extranjero, la exploración, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y/o venta de energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como, asimismo, actividades en telecomunicaciones y la prestación de asesoramiento de ingeniería, en el país y en el extranjero. La Sociedad tiene también como objeto invertir y administrar su inversión en sociedades subsidiarias y asociadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualquiera de los siguientes:

- (i) la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza,
- (ii) al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía,
- (iii) las telecomunicaciones e informática, y
- (iv) negocios de intermediación a través de Internet.

## 2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

### 2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2020, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 25 de febrero de 2021, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Enel Américas y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2020 y 2019, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, y sus correspondientes notas.

Estos estados financieros consolidados presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2018 del estado de resultados integrales consolidado, estado de flujo de efectivo consolidado, estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, y sus correspondientes notas.

Estos estados financieros consolidados se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo 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 2020:

Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Marco Conceptual ( <i>Revisado</i> )	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIIF 3: <i>Definición de un Negocio</i>	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIC 1 y NIC 8: <i>Definición de Material o con Importancia Relativa</i>	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7: <i>Reforma de las tasas de interés de referencia (Fase 1)</i>	1 de enero de 2020

#### > Marco Conceptual (Revisado)

El IASB emitió el Marco Conceptual (Revisado) en marzo de 2018. Este incorpora algunos nuevos conceptos, provee definiciones actualizadas y criterios de reconocimiento para activos y pasivos y aclara algunos conceptos importantes. Los cambios al Marco Conceptual pueden afectar la aplicación de NIIF cuando ninguna norma aplica a una transacción o evento particular.

El IASB también emitió un documento de acompañamiento por separado, "Modificaciones a las Referencias al Marco Conceptual en las Normas NIIF", que establece enmiendas que afectan a otras NIIF con el fin de actualizar las referencias al nuevo Marco Conceptual.



El Marco Conceptual (Revisado), así como las Modificaciones a las Referencias al Marco Conceptual en las Normas NIIF, entraron en vigencia a partir del 1 de enero de 2020, con aplicación prospectiva, no generando impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

> **Enmiendas a NIIF 3 “Definición de un Negocio”.**

La NIIF 3 Combinaciones de Negocios fue modificada por el IASB en octubre de 2018, para aclarar la definición de Negocio, con el objetivo de ayudar a las entidades a determinar si una transacción debe contabilizarse como una combinación de negocios o como la adquisición de un activo. Para ser considerado un negocio, un conjunto adquirido de actividades y activos debe incluir, como mínimo, un insumo y un proceso sustantivo que juntos contribuyen de forma significativa a la capacidad de elaborar productos.

La enmienda añade guías y ejemplos ilustrativos para ayudar a las entidades a determinar si se ha adquirido un proceso sustancial e introduce una prueba de concentración de valor razonable opcional.

La enmienda entró en vigencia a partir del 1 de enero de 2020, con aplicación prospectiva a las combinaciones de negocios y adquisiciones de activos que se lleven a cabo a contar de esta fecha, no generando impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

> **Enmiendas a NIC 1 y NIC 8 “Definición de Material o con Importancia Relativa”.**

En octubre de 2018 el IASB modificó la NIC 1 Presentación de estados financieros y la NIC 8 Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores, para mejorar la definición de Material y las explicaciones que acompañan a la definición. Las enmiendas aseguran que la definición de material sea coherente en todas las NIIF.

La información es material o tiene importancia relativa si su omisión, distorsión u ocultamiento puede influir razonablemente en las decisiones que los usuarios principales de los estados financieros de propósito general toman a partir de esos estados financieros, que proporcionan información financiera sobre una entidad que informa específica.

Las enmiendas entraron en vigencia a partir del 1 de enero de 2020, con aplicación prospectiva, no generando impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

> **Enmiendas a NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7 “Reforma de las tasas de interés de referencia (Fase 1)”.**

El 26 de septiembre de 2019, el IASB emitió enmiendas a NIIF 9 Instrumentos Financieros, NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición, y NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a revelar, en respuesta a la reforma que elimina gradualmente las tasas de interés de referencia, tales como de las tasas de interés de oferta interbancaria (IBORs, por su sigla en inglés). Las enmiendas proporcionan excepciones temporales que permiten que la contabilidad de coberturas continúe durante el período de incertidumbre, antes del reemplazo de las tasas de interés de referencia existentes por una tasa alternativa cercana a una tasa de interés libre de riesgo. Estas enmiendas entraron en vigencia a contar del 1 de enero de 2020.

La enmienda a NIIF 9, incluye una serie de excepciones que se aplican a todas las relaciones de cobertura directamente afectadas por la reforma de las tasas de interés de referencia (en adelante “reforma”). Una relación de cobertura se ve afectada si la reforma genera incertidumbres sobre el calendario o el importe de los flujos de efectivo basados en la tasa de interés de referencia de la partida cubierta o del instrumento de cobertura.

Las tres primeras excepciones se refieren básicamente a:

- Evaluación de si una transacción prevista (o componente de la misma) es altamente probable.
- Evaluación de cuándo reclasificar el importe acumulado en la reserva de cobertura de flujos de efectivo a resultados.
- Evaluación de la relación económica entre el elemento cubierto y el instrumento de cobertura.

Para cada una de estas excepciones se supone que el punto de referencia en el que se basan los flujos de efectivo cubiertos (ya sea que se especifiquen o no contractualmente) y/o, en el caso de la tercera excepción, el punto de referencia en el que se basan los flujos de efectivo de instrumento de cobertura, no será alterado como resultado de la reforma.

Existe una cuarta excepción para componentes de una partida designados como partida cubierta, que establece que, para un componente de referencia del riesgo de tasa de interés que se ve afectado por la reforma, el requisito de que el componente de riesgo sea identificable por separado solo debe cumplirse al inicio de la relación de cobertura.

Las excepciones continuarán aplicándose indefinidamente en ausencia de cualquiera de los eventos descritos en las enmiendas. Al designar un grupo de partidas como la partida cubierta o una combinación de instrumentos financieros, como un instrumento de cobertura, las excepciones dejarán de aplicar por separado a cada partida individual o instrumento financiero, cuando deje de estar presente la incertidumbre que surge de la reforma de la tasa de interés de referencia.

La aplicación de estas enmiendas no ha tenido impactos en los estados financieros consolidados del Grupo, ya que actualmente no existen relaciones de cobertura directamente afectadas por la reforma de las tasas de interés de referencia.

#### **b) Pronunciamientos contables con aplicación a contar de 1 de enero de 2021 y siguientes:**

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

Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Enmiendas a NIIF 16: <i>Reducciones de alquiler relacionadas con COVID-19</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 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"> <li>- <i>NIIF 1: Adopción por primera vez de las NIIF</i></li> <li>- <i>NIIF 9: Instrumentos Financieros</i></li> <li>- <i>Ejemplos que acompañan a NIIF 16</i></li> <li>- <i>NIC 41: Agricultura</i></li> </ul>	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 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.

Las enmiendas son aplicables para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de junio de 2020. Se permite la aplicación anticipada. Estas modificaciones deben aplicarse de forma 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 aplique por primera vez la modificación.

La Administración estima que la aplicación de estas enmiendas no generará 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 publicó la Reforma de las tasas de interés de referencia (Fase 2) que complementa las modificaciones emitidas en 2019 a la NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7, y además incorpora modificaciones a la NIIF 4 y NIIF 16. Esta fase final del proyecto se centra en los efectos en los estados financieros cuando una empresa reemplaza la tasa de interés de referencia anterior por una tasa de referencia alternativa como resultado de la reforma.

Las modificaciones se refieren 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.

Estas modificaciones son efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2021, y se permite la adopción anticipada. Las modificaciones son aplicables de forma retroactiva, con ciertas excepciones. La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros consolidados del Grupo.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### 2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

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

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

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

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos no financieros y plusvalías (ver Nota 3.e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.m.1 y 26).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.h y 23).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores (ver Nota 3.q).
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver Anexo 2.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.m).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, y otras estimaciones que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados (ver Nota 3.p).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.
- Determinación de las pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros (ver Nota 3.g.3).
- En la medición de pasivos por arrendamiento, determinación del plazo de arrendamiento de contratos con opciones de renovación y determinación de la tasa incremental por préstamos del Grupo (ver Nota 3.f).

En relación a la pandemia de COVID-19, el grado de incertidumbre generado en el entorno macroeconómico y financiero en que opera el Grupo, podría afectar las valoraciones y estimaciones realizadas por la Administración para determinar los importes en libros de activos y pasivos, con una mayor volatilidad. Al 31 de diciembre de 2020, 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, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlos (al alza o a la baja) en próximos periodos, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de juicio o estimación en los correspondientes estados financieros consolidados futuros.

## 2.4 Sociedades subsidiarias

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

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

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

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

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

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.12.2020			al 31.12.2019		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,73%	99,73%	-	99,73%	99,73%
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,75%	99,75%	-	99,75%	99,75%
Extranjero	Enel Generación Fortaleza S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Real brasileño	-	74,05%	74,05%	-	74,05%	74,05%
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Enel X Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Goias S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,96%	99,96%	-	99,93%	99,93%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande)	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Luz de Angra Energía S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	-	-
Extranjero	Central Generadora Fotovoltaica Sao Francisco Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Tecnología de Redes S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Uruguay S.A. (1)	Uruguay	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Central Dock Sud S.A.	Argentina	Peso argentino	-	70,24%	70,24%	-	70,24%	70,24%
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. - CTM	Argentina	Peso argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	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%
Extranjero	Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Peso argentino	99,92%	-	99,92%	99,92%	-	99,92%
Extranjero	Enel Generación Coslanera S.A.	Argentina	Peso argentino	55,00%	45,00%	100,00%	55,00%	45,00%	100,00%
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Peso argentino	-	75,68%	75,68%	-	75,68%	75,68%
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Peso argentino	-	67,67%	67,67%	-	67,67%	67,67%
Extranjero	Inversora Dock Sud S.A.	Argentina	Peso argentino	41,94%	54,76%	96,70%	41,94%	54,76%	96,70%
Extranjero	Inversora Codensa S.A.S.	Argentina	Peso argentino	57,14%	-	57,14%	57,14%	-	57,14%
Extranjero	Transportadora de Energía S.A. - TESA	Argentina	Peso argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. - Codensa	Colombia	Peso colombiano	48,30%	-	48,30%	48,30%	-	48,30%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Peso colombiano	48,48%	-	48,48%	48,48%	-	48,48%
Extranjero	Inversora Codensa S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Colombia	Peso colombiano	-	99,99%	99,99%	-	99,99%	99,99%
Extranjero	Enel X Colombia S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Bogotá ZE S.A.S.	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Perú S.A.C.	Perú	Sol peruano	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	80,00%	80,00%	-	80,00%	80,00%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.A.	Perú	Sol peruano	-	83,60%	83,60%	-	83,60%	83,60%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.A.	Perú	Sol peruano	-	83,15%	83,15%	-	83,15%	83,15%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Sol peruano	-	96,50%	96,50%	-	96,50%	96,50%
Extranjero	Enel X Perú S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	99,99%	99,99%	-	99,99%	99,99%
Extranjero	Compañía Energética Veracruz S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%

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

#### 2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación

##### 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 cualesquiera actos relacionados con movilidad eléctrica y sostenible en Colombia y en el exterior.

##### 2019

- Durante el primer trimestre de 2019, se constituyó la subsidiaria Enel X Perú S.A.C., la cual tiene por objeto social, entre otros, desarrollar, implementar y vender productos y servicios relacionados con la energía que



incorporen la innovación, tecnología de punta y las tendencias del futuro y sean distintos de la distribución eléctrica concesionada y de los servicios anexos a aquella.

- En septiembre de 2019, se constituyó la compañía Enel Tecnología de Redes S.A., propiedad 100% de Enel Brasil S.A., cuyo objeto es el planeamiento, desarrollo y ejecución de actividades de generación, distribución, transmisión y/o comercialización de energía, así como también la comercialización de equipamiento para la distribución, medición y control de la energía.
- En octubre de 2019, ingresó al perímetro de consolidación del Grupo la compañía Enel Trading Brasil S.A., compañía constituida por nuestra subsidiaria Enel Brasil S.A. con un 100% de participación, la cual tiene por objeto social el desarrollo de actividades de comercio mayorista y minorista de energía y otros productos no especificados, actividades de importación y exportación, actividades de gestión, como productos y servicios relacionados, así como la participación en otras compañías.
- Con fecha 6 de noviembre de 2019, Enel Brasil Inversión Sudeste S.A. se fusionó con Enel Distribución Sao Paulo S.A., siendo esta última la continuadora legal.
- El 27 de noviembre de 2019, se informa al mercado que nuestra filial Enel Brasil S.A., en el marco de la oferta pública de adquisición de acciones presentada sobre la subsidiaria Enel Distribución Sao Paulo S.A. adquirió 2.959.302 acciones, equivalentes al 1,5% del total de acciones de la empresa, por un monto de BRL146,2 millones (aproximadamente US\$35,2 millones). Posteriormente, con fecha 5 de diciembre de 2019 Enel Distribución Sao Paulo S.A. procedió al rescate de las remanentes 5.174.050 acciones, que representaban el 2,62% del total de acciones, pagando un monto de BRL256 millones (aproximadamente US\$62 millones). Mediante estas operaciones, Enel Brasil S.A. pasó a controlar el 100% de las acciones de Enel Distribución Sao Paulo S.A.

#### **2.4.2 Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%**

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

#### **2.5 Entidades asociadas**

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

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

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

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

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.12.2020			al 31.12.2019		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	-	50,00%	50,00%	-	50,00%	50,00%
Extranjero	Yacylec S.A.	Argentina	Peso argentino	33,33%	-	33,33%	33,33%	-	33,33%
Extranjero	Central Térmica Manuel Belgrano (*)	Argentina	Peso argentino	-	-	-	-	25,60%	25,60%
Extranjero	Central Térmica San Martín (*)	Argentina	Peso argentino	-	-	-	-	25,60%	25,60%
Extranjero	Central Vuelta Obligada S.A.	Argentina	Peso argentino	-	40,90%	40,90%	-	40,90%	40,90%

(\*) Ver nota 14.1

## 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.

Enel Américas actualmente no posee acuerdos conjuntos.

## 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 y de presentación de los estados financieros consolidados de Enel Américas es el Dólar Estadounidense (US\$).

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

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

## 2.9 Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera

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

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

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

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

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

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

	<b>Índice General de Precios</b>
Desde enero a diciembre de 2018	47,83%
Desde enero a diciembre de 2019	53,64%
Desde enero a diciembre de 2020	36,13%

La aplicación por primera vez de NIC 29 dio origen a un ajuste positivo en los resultados acumulados de Enel Américas, por un monto de MUS\$ 961.107 (neto de impuestos) al 1 de enero de 2018, de los cuales MUS\$ 668.693 fueron atribuibles a los accionistas de Enel Américas. Los efectos de la aplicación de esta normativa en los presentes estados financieros consolidados se detallan en la Nota 33.

### Tipos de cambio

Los tipos de cambio utilizados para la conversión de los estados financieros de las distintas subsidiarias extranjeras, se presentan de acuerdo a los siguientes valores (moneda local contra el dólar estadounidense):

Moneda	al 31.12.2020		al 31.12.2019		al 31.12.2018
	Cierre	Medio	Cierre	Medio	Medio
Peso argentino	84,15	84,07	59,89	59,88	37,67
Real brasileño	5,20	5,16	4,03	3,94	3,65
Sol peruano	3,62	3,50	3,32	3,34	3,28
Peso colombiano	3.432,50	3.693,52	3.277,14	3.281,39	2.952,39

### 3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

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

#### a) Propiedades, planta y equipo

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

- Los gastos financieros devengados durante el periodo de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un periodo de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define periodo sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 17.b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 17.b.2).
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 25).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Periodo restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	1992	95 años	67 años
Enel Generación El Chocón S.A. (Generación) (*)	Argentina	1993	30 años	3 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	67 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	67 años
EGP Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	7 años
Enel Generación Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	2001	30 años	11 años
Enel CIEN S.A. (Garabi I) (**)	Brasil	2000	22 años	1,6 años
Enel CIEN S.A. (Garabi II) (**)	Brasil	2002	20 años	1,6 años

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

(\*\*) Nuestra subsidiaría Enel CIEN tiene como sus activos principales los sistemas de interconexión energética Garabi I y Garabi II, que a través de dos estaciones de conversión de frecuencia y líneas de transmisión de 2.200 MW, transportan energía entre Brasil y Argentina. En junio de 2020 Ministerio de Minas y Energía de Brasil promulgó la ordenanza que permite a Enel CIEN continuar operando la línea Garabi I después del fin de la concesión, ocurrido el 20 de junio de 2020, homologando su plazo de vigencia con la concesión de la línea Garabi II, hasta el 31 de julio de 2022. Durante el año 2021 se realizará una nueva licitación para la operación de ambas líneas, proceso en el que Enel CIEN tiene la posibilidad de participar. En caso de que la concesión no se renueve, Enel CIEN recuperará el valor en libros de los activos subyacentes.

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

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

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

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

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

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

## **b) Propiedad de inversión**

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

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



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

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

#### **c) Plusvalía**

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

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

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

#### **d) Activos intangibles distintos de la plusvalía**

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

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en periodos anteriores se explican en la letra e) de esta Nota.

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

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas de activos intangibles, se reconocen en los resultados del periodo y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

#### d.1) Concesiones

Los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado, se registran atendiendo a lo establecido en la CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios*. Esta interpretación contable aplica si:

- a) La concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador con la infraestructura, a quién debe suministrarlos y a qué precio; y
- b) La concedente controla - a través de la propiedad, del derecho de usufructo o de otra manera - cualquier participación residual significativa en la infraestructura al final del plazo del acuerdo.

De cumplirse simultáneamente con las condiciones expuestas anteriormente, la contraprestación recibida por el Grupo por la construcción o mejora de la infraestructura se reconoce por el valor razonable de la misma como:

- Un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio; o
- Un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero.

Sin embargo, ambos tipos de contraprestación se clasifican como un activo del contrato durante el periodo de construcción o mejora, de acuerdo con la NIIF 15 (ver Nota 9).

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

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

Las subsidiarias de Enel Américas que han reconocido un activo intangible y/o un activo financiero por sus acuerdos de concesión son las siguientes:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Periodo restante hasta caducidad
Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla) (Distribución) (*)	Brasil	1996	30 años	6 años
Enel Distribución Ceará S.A. (ex Coelce) (Distribución) (*)	Brasil	1997	30 años	7 años
Enel Distribución Goiás S.A. (Distribución) (*)	Brasil	2015	30 años	24 años
Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande) (**)	Brasil	2017	30 años	27 años
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1998	30 años	8 años

(\*) Se ha reconocido un activo intangible y un activo financiero a valor razonable con cambios en resultados, dado que una parte de los derechos adquiridos por estas subsidiarias son incondicionales (ver Notas 3.g.1 y 8).

(\*\*) Considerando que todos los derechos adquiridos por esta filial son incondicionales, se ha reconocido únicamente un activo financiero a costo amortizado por esta concesión (ver Notas 3.g.1 y 8).

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

#### **d.2) Gastos de investigación y desarrollo**

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

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

#### **d.3) 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 y 2019, fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	31-12-2020		31-12-2019	
		Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Argentina	Peso argentino	10,1%	12,8	6,7%	6,7%
Brasil	Real brasileño	3,5%		3,8%	
Perú	Sol peruano	2,5%		2,5%	
Colombia	Peso colombiano	3,0%		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 y 2019, fueron las siguientes:

País	Moneda	31-12-2020		31-12-2019	
		Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Argentina	Peso argentino	35,8%	63,4%	24,7%	50,6%
Brasil	Real brasileño	9,6%	40,2%	10,1%	23,4%
Perú	Sol peruano	7,4%	11,1%	7,8%	12,9%
Colombia	Peso colombiano	8,7%	10,5%	8,7%	11,8%

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 ejercicio 2020, las desviaciones observadas con respecto a las proyecciones utilizadas para realizar los test de deterioro a 31 de diciembre de 2019, no fueron significativas y los flujos de caja generados en el ejercicio 2020 se mantuvieron en un rango razonable de variación respecto a los previstos para dicho período, con excepción de los efectos generados por la pandemia de COVID-19.

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 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 arrendamientos son clasificados como arrendamientos operativos.

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

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

#### **g) Instrumentos financieros**

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

##### **g.1) Activos financieros no derivados**

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

##### **(i) Costo amortizado:**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes**

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



### g.3) Deterioro de valor de los activos financieros

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

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

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

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

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

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

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

- Evaluación colectiva: basada en agrupar las cuentas por cobrar en grupos específicos o “clusters”, teniendo en cuenta cada negocio y el contexto regulatorio local. Las cuentas por cobrar se agrupan según las características de las carteras de clientes en términos de riesgo de crédito, información de vencimientos y tasas de recuperación. 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. En consecuencia, los activos financieros que tienen más de 90 días de vencimiento generalmente no se consideran en incumplimiento.

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

#### **g.4) Pasivos financieros excepto derivados**

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

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

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

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 23, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, "deuda fija") y deuda a tasa de interés variable (en adelante, "deuda variable"). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada periodo en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

## g.5) Derivados y operaciones de cobertura

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### **g.6) Baja de activos y pasivos financieros**

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

- Los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los activos han vencido o se han transferido o, aun reteniéndolos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno o más receptores.
- 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, entendiéndose como tales las garantías concedidas por el Grupo a favor de terceros, se reconocen inicialmente por su valor razonable, ajustando los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la emisión de la garantía.

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

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

#### **h) Medición del valor razonable**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### **i) Inversiones contabilizadas por el método de participación**

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

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

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

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

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

Las Sociedades clasificadas como “Asociadas y Negocios Conjuntos” (ver Nota 2.5 y 2.6 respectivamente) de los presentes estados financieros consolidados 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 28, y Anexo 2.2).

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

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

Enel Américas determina la existencia de componentes de financiación significativos en sus contratos, ajustando el valor de la contraprestación si corresponde, para reflejar los efectos del valor temporal del dinero. Sin embargo, el Grupo aplica la solución práctica provista por la NIIF 15, y no ajustará el valor de la contraprestación comprometida por los efectos de un componente de financiación significativo si la compañía espera, al comienzo del contrato, que el periodo transcurrido entre el pago y la transferencia de bienes o servicio al cliente es de un año o menos.

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

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

Además, el Grupo evalúa la existencia de costos incrementales de la obtención de un contrato y costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato. Estos costos se reconocen como un activo si se espera su recuperación y se amortizan de manera congruente con la transferencia de los bienes o servicios relacionados. Como solución práctica, los costos incrementales de la obtención de un contrato pueden reconocerse como gasto, si el periodo de amortización del activo que se hubiese reconocido es de un año o menos. Los costos que no califiquen para su activación, se reconocen como gasto en el momento en que se incurran, a menos que sean explícitamente imputables al cliente.

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, 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, entendiéndose por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- > **Actividades de operación:** son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- > **Actividades de inversión:** las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- > **Actividades de financiación:** actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio total y de los pasivos de carácter financiero.

## 4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

### i. Marco regulatorio:

#### a) Argentina

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

En marzo de 2013, se publicó la Resolución N° 95/2013 que introdujo importantes cambios en el régimen de remuneración de los generadores y fijó nuevos precios para la potencia según el tipo de tecnología y la disponibilidad y estableció nuevos valores para la remuneración de costos variables no combustibles, además de contemplar una remuneración adicional por la energía generada. La citada Resolución definió también, una remuneración por tipo de tecnología y tamaño de las centrales, fijando para cada caso un reconocimiento de costos fijos (que se determinará en función del cumplimiento de disponibilidad) y costos variables más una remuneración adicional (estos dos conceptos se determinan en función de la energía generada). Parte de la remuneración adicional se consolida en un fideicomiso para inversiones futuras.

La gestión comercial y el despacho de combustible son centralizados por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad CAMMESA.

El 2 de febrero de 2017, se publicó la Resolución N°19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica ("SEE") la cual establece los lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes. Dicha Resolución define una remuneración mínima de potencia por tecnología y escala, adicionalmente para las unidades térmicas se establece la posibilidad de ofrecer compromisos de disponibilidad con una remuneración diferencial igual para todas las tecnologías. El generador térmico podrá declarar en cada periodo de verano, el valor de potencia firme a comprometer por cada unidad durante el lapso de tres años, pudiendo discriminar por período de verano e invierno (se pueden hacer ajustes en el mismo período). La remuneración que recibirá una unidad con compromiso de potencia será proporcional a su cumplimiento, siendo el valor mínimo calculado en base al precio mínimo. Por otro lado, el generador térmico podrá ofrecer disponibilidad de potencia adicional para períodos bimestrales, que se podrán a subasta con un precio máximo.

Respecto a las centrales hidroeléctricas, se define un nuevo esquema para evaluar la potencia, basado en la potencia real disponible (implica un mayor valor de potencia a remunerar respecto a la normativa anterior). Asimismo, presentan un valor de potencia base, y uno adicional discriminado de mayo a octubre 2017, y otro a partir de noviembre 2017.

Los valores remunerativos de la Resolución N°19/2017 están denominados en dólares, y se convertirán a tipo de cambio publicado por el Banco Central de la República Argentina correspondiente al último día hábil, siendo los plazos de vencimiento aquellos establecidos en los procedimientos de CAMMESA. Posteriormente por nota del SEE, se establece que la conversión a pesos, se realizará al día anterior a la fecha de vencimiento, a partir de noviembre de 2017.

En ese sentido, la SSEE instruyó a CAMMESA a realizar las adquisiciones de gas natural en condiciones firmes e interrumpibles a través del Mercado Electrónico de Gas (MEGSA) para abastecimiento de la generación térmica.

El miércoles 7 de noviembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 2018-70-APN-SGE, mediante la cual se habilita a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica y permite a los generadores obtener un margen adicional al producir con combustible propio, solo si el de Precio de compra de Gas es menor al de Precio reconocido por CAMMESA. Con esta resolución los generadores cobran el Costo Variable de Producción (CVP) según los precios reconocidos. Quedando en CAMMESA la responsabilidad de seguir proveyendo a los demás generadores que no compren su combustible.

El 28 de febrero de 2019, por medio de la Resolución SRR y ME N° 1/19, se reemplazó a la Resolución SEE N° 19/2017 mediante la cual se estableció los lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes.

El día 12 de septiembre de 2019 se firmó un Acuerdo entre Enel Generación Costanera, Enel Generación El Chocón, Enel Trading y CAMMESA, que establece que no existen temas pendientes a reclamar sobre los Contratos de Disponibilidad y otros contratos de financiamiento. Dicho acuerdo les otorga a las citadas empresas del grupo los siguientes beneficios: Para Costanera se eliminó el Riesgo de Multas, contingencias por intereses y la renuncia a cobrar tarifa futura (prevista en los Contratos). Por su parte permite cobrar a Enel Generación El Chocón y Enel Trading créditos pendientes de cobro (cedidos a Costanera en la operación).

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

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

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

### **Energías Renovables No Convencionales**

En Argentina, el 21 de octubre de 2015, se publicó la nueva Ley 27.191 de Energías Renovables. La nueva regulación pospuso para el 31 de diciembre de 2017 el objetivo de alcanzar el 8% de participación en la demanda nacional con generación de fuentes renovables y estableció como objetivo de segunda etapa alcanzar un 20% de participación para el año 2025, fijando objetivos intermedios del 12%, 16% y 18% para finales de los años 2019, 2021 y 2023. La Ley también crea un Fondo Fiduciario (FODER) que podrá financiar obras; otorga beneficios impositivos a los proyectos de energía renovable; y establece la no aplicación de tributos específicos, regalías nacionales, provinciales y municipales hasta el 31 de diciembre de 2025. Los clientes categorizados como Grandes Usuarios (>300 Kw)



deberán cumplir individualmente con los objetivos de participación de renovables, estableciéndose que el precio de estos contratos no podrá ser superior a US\$113 por MWh, y fijando penalidades a quienes no cumplan con los objetivos.

### Revisiones Tarifarias

El 1 de febrero 2017, el ENRE publicó la Resolución N° 64, la cual cierra el proceso de la RTI y que como resultado de la misma establece la remuneración anual reconocida a EDESUR S.A. en la suma de ARS14.539.836.941.

Con relación a la aplicación de la nueva estructura y cargos tarifarios, el MEyM entendió oportuno y conveniente instruir al ENRE a limitar el incremento del VAD surgido como resultado del proceso de RTI a aplicar a partir del 1 de febrero de 2017, a un máximo de 42% con respecto al VAD actualmente vigente, debiendo completar la aplicación del remanente del valor del nuevo VAD, en dos etapas: la primera en noviembre de 2017 y la segunda, en febrero de 2018.

Además, dispuso que el ENRE debe reconocer a Edesur S.A. y a Edenor S.A., la diferencia del VAD que se produce por la aplicación de la gradualidad del incremento tarifario reconocido en la RTI, en 48 cuotas a partir del 1 de febrero de 2018, las cuales se incorporarán al valor del VAD resultante a esa fecha.

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 1 de diciembre de 2017 mediante la Resolución 602 el ENRE resolvió aprobar los nuevos valores del Costo Propio de Distribución de EDESUR, mediante la aplicación de los mecanismos previstos en la RTI. Conjuntamente emitió los Cuadros Tarifarios que reflejan los Precios Estacionales (generación y transporte) contenidos en la resolución de Secretaría de Energía Eléctrica 1091 del año 2017. Así, como también los nuevos esquemas de subsidio por Tarifa Social y bonificación por ahorro de consumo para usuarios residenciales.

Como continuación del mismo hecho, el día 31 de enero de 2018, el ENRE aprobó los nuevos valores con vigencia a partir del 1° de febrero de 2018. Estos cuadros incluyen una nueva reducción de subsidios del precio mayorista, llevándolo hasta un valor del 90% del precio estacional operado en 2017. Además, mantienen los subsidios a la tarifa social y una bonificación del plan estímulo, por reducción del consumo eléctrico de menor alcance. De esta forma la tarifa de EDESUR alcanza los 2,2828 ARS/kWh sin impuestos a partir del 1° de febrero de 2018.

Paralelamente y con el objeto de retomar las condiciones estructurales de normalidad, el Gobierno Nacional Argentino decidió no prorrogar la vigencia de la Ley de Emergencia Eléctrica (vigente hasta el 31 de diciembre de 2017) y la de Emergencia Económica (vigente hasta el 6 de enero de 2018).

Por otra parte, con fecha 17 de abril de 2017, el MINEM emitió una nota mediante la cual instruye a la Secretaría de Energía Eléctrica (SEE) a determinar en un plazo de 120 días hábiles si existen obligaciones pendientes del Acta Acuerdo (Activo y Pasivo Regulatorio) y el tratamiento a otorgarse, y a emitir durante los 30 días subsiguientes un informe de resolución final. A estos efectos, la SEE solicitó a Edesur, ENRE y CAMMESA la información pertinente.

El día 30 de julio de 2018, y en el marco de la intención del Ministerio de Energía de dotar de mayor gradualidad a los aumentos tarifarios se firmó un compromiso entre el MINE y EDESUR por el cual EDESUR recibirá el 50% del aumento que correspondiente al mecanismo de ajuste previsto en la tarifa a partir del 1° de agosto, recibiendo el 50% restante en 6 cuotas ajustadas a partir del 1° de febrero de 2018 y manteniendo el Plan de Inversión Acordado en la RTI. El mismo compromiso fue también firmado por la empresa EDENOR en forma simultánea.

En virtud del compromiso acordado, el 1° de agosto de 2018 se aplicó el 50% (7,925%) del aumento correspondiente a la aplicación del MMC de agosto de 2018 al Valor Agregado de Distribución. Conjuntamente con dicho aumento se reanudó la senda de eliminación de subsidios al precio mayorista de la energía, que había quedado retrasado por la devaluación de junio y julio. Con un aumento cercano al 50%, el cual llevó al precio de las Grandes Usuarios de las Distribuidoras (demanda mayor a 300 kW-mes) a  $\approx 2.700$  ARS/MWh y al resto de la demanda de las distribuidoras a  $\approx 1400$  \$/MWh. Adicionalmente se aplicaron los ajustes ex-post correspondientes a la devolución de los costos de Transporte AT del Cuadro Tarifario anterior (modificación de normativa) y a los montos reconocido como compensación del impuesto a Débitos/Créditos y de las Tasas de Seguridad e Higiene.

El 10 de diciembre, el ENRE publicó la resolución 318/2018 en la que aprobó la metodología y actualizó los valores de remuneración por el servicio de sub-transmisión (PAFTT) que se brindan entre las distribuidoras EDESUR, EDENOR y EDELAP con vigencia desde el 6 de marzo de 2017. Lo anterior había quedado pendiente en la Revisión Tarifaria Integral. Este mecanismo permite remunerar los costos de operación y mantenimiento, además del reconocimiento de las pérdidas correspondientes y el traslado a la tarifa, de los costos que devengue EDESUR por dicho concepto.

Adicionalmente, mediante la Resolución de Secretaría de Gobierno de Energía N° 366 del 27 de diciembre de 2018 informó nuevo costo de abastecimiento es de aproximadamente de 68 US\$/MWh, el que resulta ser un 13% inferior al fijado en agosto de 2018 en virtud de las mejoras en los contratos de gas obtenida por CAMMESA y la baja del precio internacional del petróleo. Por su parte los futuros Precios Estacionales a ser transferidos a la tarifa de los usuarios finales continuando con el sendero de reducción de subsidios previsto por las autoridades pasando de alrededor del 30% en febrero a 15% de subsidio en agosto de 2019. Sin embargo, dichos precios traducidos en moneda local significan un aumento inicial del 26% en febrero de 2019 y posteriores aumentos del 6% en mayo y agosto de 2019.

Con fecha 1 de febrero de 2019 fueron publicadas en el Boletín Oficial las resoluciones ENRE 24/2019 y 26/2019. La primera de ellas aprobó los valores del Cuadro Tarifario, con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior del 1 de febrero de febrero de 2019, de acuerdo a los incrementos en el Precio Estabilizado de la Energía y el Precio de Referencia de la potencia, establecidos por la Resolución SGE 366/2019. Se incluye además el incremento del FNEE que pasó de 15.5\$/MWh a 80 \$/MWh, en tanto, el costo del Transporte en AT no tuvo cambios. La segunda resolución (res. 26/2019) aprueba los nuevos valores del Costo Propio de Distribución, con vigencia a partir del mismo periodo que la primera (febrero 2019), estableciendo que los mismos serán de aplicación a partir del 1 de marzo de 2019.

En relación a la Tarifa Social que dejó de ser financiada por el Estado Nacional a partir del 1 de enero de 2019, la Tarifa Social. Tanto Ciudad Autónoma de Buenos Aires como Provincia de Buenos Aires asumieron el compromiso de continuar con la modalidad vigente. Por lo cual el ENRE instruye a EDESUR a mantener la aplicación de la Tarifa Social, incluyendo los Topes.

El día jueves 2 de mayo de 2019 se publicó el nuevo cuadro tarifario que contiene la actualización del Precio Estacional correspondiente a mayo-julio 2019. El mismo presenta como novedad la fijación de un precio diferencial para el segmento residencial con el fin de mantener al mismo sin aumentos. Su aplicación es con vigencia a partir de los consumos del 1 de mayo de 2019.

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

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

Es de destacar que todo el conjunto de reglamentaciones emitidas desde la Ley 27.424 (de Fomento a la Generación Distribuida) hasta las resoluciones ENRE 111/19 y 189/19 materializando la posición de Regulación Argentina para el resguardo de la Remuneración de EDESUR.

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 mantenga los cuadros tarifarios vigentes previo al comienzo de dicho periodo para todas las categorías tarifarias, lo cual implica que EDESUR continuará percibiendo las compensaciones incluidas en los mismos debidas a recuperos y diferimientos anteriores (resolución ENRE N° 26/19) . La diferencia que se genere en el VAD y la diferencia con relación a los precios estacionales por el periodo del 1 de agosto de 2019 al 31 de diciembre de 2019, se recuperará en 7 cuotas mensuales a partir del 1 de enero de 2020. En este marco se acordó postergar el pago de toda sanción hasta el 1 de marzo de 2020 a su valor original más las actualizaciones que correspondan al momento del pago, en 6 cuotas mensuales. Comprometiéndose Edesur a mantener la calidad de su servicio.

El día viernes 20 de diciembre de 2019, el Congreso Nacional dio aprobación a la Ley N° 27541 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. Facultando en su Artículo 5° al Poder Ejecutivo Nacional a mantener las tarifas de jurisdicción federal de electricidad y gas y a iniciar un proceso de renegociación de Revisión Tarifaria Integral 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. Y a intervenir el ENRE (Artículo 6°), el cual mantendrá su competencia mientras dure la emergencia al suspenderse la vigencia de dispuesto en el segundo párrafo del artículo 124 de la Ley N° 27.467 (Artículo 7°).

El día viernes 27 de diciembre de 2019 el ENRE, amparado en lo establecido en el Artículo 7° de la Ley N° 27541, instruyó a EDESUR a no modificar el Cuadro Tarifario vigente a pesar de que la misma ya no pertenece a la jurisdicción federal.

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

El día 25 de marzo mediante el DNU 311/2020 el Poder Ejecutivo Nacional estableció limitaciones a la posibilidad de efectuar suspensiones de servicios básicos (180 días corridos) incluyendo los usuarios con aviso de corte en curso. Siendo de destacar, que merced a nuestra gestión, en especial a través de ADEERA, se consiguió por un lado que el universo alcanzado quede restringido, y por el otro en un hecho inédito en medidas de este tipo es que alcance a la telefonía, internet y televisión por cable. Si bien desde el punto de vista mediático el mismo será comunicado sin las aclaraciones del caso por parte de las autoridades, la letra chica del mismo restringe el universo de usuarios a los que actualmente se encuentran con TARIFA SOCIAL o a aquellos reciben algún tipo de bonificación o subsidio particular (Entidades de Bien Público, Clubes de Barrio, etc.).

El día 18 de junio, y previo al cumplimiento del plazo de 180 días establecido por el Artículo 5° de la Ley 27541 de Solidaridad y Reactivación Productiva, EDESUR en forma proactiva mediante su nota Ger. Gen 55 envió al ENRE, sin que esto significase consentimiento en cuanto a su jurisdicción, un "Informe" conteniendo un análisis detallado sobre la evolución de la Revisión Tarifaria Integral definida bajo los alcances de la Resolución ENRE N° 64/17 considerando también su comparación con lo efectivamente sucedido desde la entrada en vigencia de la misma en fecha 1 de febrero de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2020. Para que el mismo sirva como parte de la Revisión Tarifaria Extraordinaria instituida por dicha ley. El mismo fue acompañado por el pertinente reclamo de actualización tarifaria correspondiente. Y en simultaneo fueron emitidas notas, y copias, tanto a los poderes concedentes (CABA y PBA) como a la Secretaría de Energía, distintos municipios del área de concesión y a los respectivos defensores del pueblo. Finalmente, y en forma prácticamente simultánea, en día 19 de junio se publicó en el Boletín Oficial el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 543 el cual establece, en primer lugar, la prórroga por 180 días corridos pasando a ser la nueva fecha límite para esta revisión pasa a ser 17 de diciembre de 2020. En segundo lugar, procede a ampliar los beneficios establecidos por DNU 311/20 (restricciones a las suspensiones de suministro) en caso de mora o falta de pago de los usuarios de hasta 6 facturas consecutivas o alternas (anteriormente 3), cuyos vencimientos operen desde el 1° de marzo de 2020.

En pos de avanzar hacia una solución que permita regularizar las deudas que mantienen las autoridades de la Provincia de Buenos Aires y del Estado Nacional en relación a los suministros de los Barrios Carenciados, el día 8 de agosto de 2020 autoridades de EDESUR se reunieron con el Gobernador de la Provincia de Buenos Aires. La propuesta acercada por EDESUR consiste en un procedimiento acordado que le garantice al Gobierno de la Provincia de Buenos Aires que los fondos que se reciban en dicho concepto serán usados por EDESUR exclusivamente para la ejecución de obras de infraestructura eléctrica en dicha Provincia.

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

El día 1 de diciembre de 2020 fue designada la abogada María Soledad MANIN (D.N.I. N° 28.447.869), como INTERVENTORA del ENRE a partir del 11 de noviembre de 2020 en las condiciones y según el plazo dispuesto en el artículo 1° del Decreto N° 277 del 16 de marzo de 2020. Cuyos puntos fundamentales resumo a continuación.

El día de 17 de diciembre de 2020 el Poder Ejecutivo Nación emitió el DNU 1020, el cual proroga por un plazo de máximo de 90 días el congelamiento tarifario, o hasta que entre en vigencia el cuadro tarifario que responda a un Acuerdo de Transición, lo que ocurra primero. Da inicio al Proceso de Renegociación Tarifaria Integral cuyo resultado final sea un Acuerdo Definitivo de Renegociación en un plazo menor a 2 años. Dicha negociación recae exclusivamente en los entes reguladores. Autoriza a los reguladores a fijar tarifas de transición y posibilidad de segmentar las categorías tarifarias. Y con el fin de poder cumplimentar lo anterior el DNU asigna facultades a los entes (ENRE y ENARGAS). Entre ellas, y adicionalmente a las requeridas por los procesos de renegociación, la capacidad de realizar transacciones y/o conciliaciones, compensaciones, etc..

El día 27 de diciembre de 2020 autorizados del Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires, el ENRE y las empresas EDENOR y EDESUR firmaron un acuerdo por el cual se instrumentará el mecanismo de cancelación de deudas correspondientes al Acuerdo Marco asumiendo las empresas el compromiso de destinar dichos fondos a obras de mejora del servicio eléctrico.

#### **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.

Respecto de los planes indicativos de las autoridades, a partir de las necesidades de contratación declaradas por los agentes de Distribución, el Ministerio de Energía participa en la expansión del sistema eléctrico, definiendo, por un lado, las cuotas de capacidad por tecnología y promoviendo, por otro, licitaciones separadas para energías térmicas, hidráulicas o renovables o directamente licitando proyectos específicos. Por otro lado, la coordinación de la operación se realiza de manera centralizada, donde un operador independiente (Operador Nacional del Sistema – ONS) coordina el despacho de carga centralizado basado en costos variables de producción y busca garantizar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo para el sistema. El precio al cual se liquidan las transacciones del mercado spot se denomina Precio de Liquidación de las Diferencias (PLD).

Las entidades generadoras están habilitadas para vender su energía mediante contratos en el mercado regulado o en el mercado libre y transar sus excedentes/déficits a través del mercado spot. El mercado libre está dirigido al segmento de grandes usuarios, con límite 2.000 kW \* si compran energía de cualquier fuente o 500 kW si compran Energía Renovable No Convencional (“ERNC”) (\*este límite cambió para 2.500 kW a partir del 1º de julio de 2019, para 2.000 kW a partir del 1º de enero de 2020 y cambiará para 1.500 kW, 1.000kW y 500kW respectivamente a partir del 1º de enero de 2021, 2022 y 2023).

En el mercado libre, las condiciones para la compra de energía son negociables entre los proveedores y sus clientes. En cambio, en el mercado regulado, donde operan las empresas de distribución, la compra de energía debe llevarse a cabo en virtud de un proceso de licitación coordinado por la entidad gubernamental Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”). De esta manera, el precio regulado de compra para la formación de tarifas a usuarios finales se basa en los precios medios de las licitaciones, existiendo procesos independientes de licitación de energía existente y de energía nueva. Las licitaciones de energía nueva contemplan contratos de largo plazo en que nuevos proyectos de generación deben cubrir los crecimientos de demanda previstos por las distribuidoras. Las licitaciones de energía existente consideran plazos de contratación menores y buscan cubrir las necesidades de contratación de las distribuidoras que surgen del vencimiento de contratos previos. Cada proceso de licitación es coordinado

centralizadamente, la ANEEL define precios máximos y, como resultado, se firman contratos donde todas las distribuidoras participantes en el proceso compran a prorrata a cada uno de los generadores oferentes.

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 2014, Brasil mostró condiciones severas de sequía. En noviembre de 2014, el sistema alcanzó el máximo riesgo de racionamiento de energía. Los niveles promedios de los embalses fueron de un 1% por debajo del último racionamiento. Para cubrir el sobre costo de energía, el gobierno creó la cuenta ACR a través de préstamos bancarios los que serían cancelados dentro de dos años por medio de la tarifa. Los pagos en la cuenta ACR finalizaron en septiembre de 2019, y el saldo restante del fondo se acreditó a los distribuidores en octubre de 2019.

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

El Sistema de Banderas Tarifarias está compuesto por tres niveles de colores de banderas: Rojo, Amarillo y Verde.

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

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

En resumen, con este sistema tarifario el costo de generación que actualmente es traspasado al cliente sólo una vez al año (cuando se realiza el reajuste tarifario anual), pasará a tener una variación mensual y con ello el cliente podrá gestionar mejor su consumo eléctrico.

### **Subastas de energía**

Respecto a las subastas de energía en régimen regulado, con el objetivo de recomponer la oferta de energía, el Gobierno brasileño realiza varias subastas cada año.

En vista a las medidas para combatir el coronavirus, las Subastas 2020 se pospusieron aún sin fecha futura definida, basado en la Ordenanza del Ministerio de Minas y Energía n°134/2020.

### **Exportación de energía**

Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A. (CDSA) ha sido autorizada el 2 de junio de 2020 para exportar electricidad a Argentina y Uruguay, según la Ordenanza MME n° 226/2020. La autorización permanecerá vigente hasta el 31 de diciembre de 2022.

### **Comercialización de energía**

El 17 de abril de 2020, Enel Trading Brasil S.A. (Enel Trading) una compañía del Grupo constituida para la venta de energía, fue autorizada para actuar como Agente de Comercialización de Energía Eléctrica en Brasil.

### **Generación Distribuida**

#### **Aspectos generales**

La Resolución Normativa REN 482/2012 y su revisión realizada en 2015 reglamentó la conexión de los sistemas de generación distribuida a los consumidores conectados a la red de distribución, así como el Sistema de Compensación de Electricidad ("SCEE"), en que la energía inyectada por los sistemas de Generación Distribuida es compensada en la factura de energía del consumidor con este sistema. Dicha situación creó un gran incentivo para las inversiones en Generación Distribuida, pues aumentó la participación de mercado de las empresas que crearon productos para la venta a los consumidores.

#### **Definiciones de Generación Distribuida**

Para la generación distribuida se permite el uso de cualquier fuente de energía renovable, así como la cogeneración calificada. Son denominadas de micro-generación distribuidas las plantas con una potencia instalada de hasta 75 kilovatios (kW) y mini-generación distribuida las plantas con potencia por encima de 75 kW y menor o igual a 5 MW, conectadas a la red de distribución a través de las instalaciones de unidades de consumo. La reglamentación prohíbe el encuadramiento como micro-generación distribuida de las centrales generadoras que hayan sido objeto de registro, concesión, permiso o autorización, o hayan: (i) entrado en operación comercial; (ii) tenido su energía eléctrica alguna concesionaria o permissionaria de distribución de energía eléctrica, debiendo la distribuidora identificar esos casos.

### **Revisiones, Reajustes Tarifarios y otros**

El Sistema de Compensación de Electricidad, establecido por la Resolución Normativa 482/12 presenta distorsiones a la remuneración de la infraestructura de distribución y transmisión, así como a los cargos, por parte de los consumidores que tienen un sistema de Generación Distribuida. Estas distorsiones afectan a la remuneración de la inversión de los distribuidores y también la tarifa energética de otros consumidores del área de concesión, que no tienen generación distribuida instalada. Se prevé, para el año de 2021, una revisión de la reglamentación, con cambios en los incentivos vigentes.

### **Revisión Tarifaria Enel Distribución Rio (2018)**

En 13 de marzo de 2018, ANEEL homologó el resultado provisional de la revisión tarifaria de Enel Distribución Río, a partir del 15 de marzo de 2018, consolidada tras la evaluación de las contribuciones aportadas en la Audiencia Pública N°078/2017. El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 21,04%, siendo del 19,94% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y del 21,46% para los conectados en Baja Tensión – BT. Fijó el componente T del Factor X en el 0,00% y las pérdidas técnicas en el 9,1%.

### **Reajuste Tarifario para Enel Distribución Ceará S.A. (2018)**

En 17 de abril de 2018, ANEEL homologó el resultado del reajuste de Enel Distribución Ceará, a partir del 22 de abril de 2018. El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 4,96 %, siendo del 7,96% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y del 3,8% para los conectados en Baja Tensión – BT.

### **Reajuste Enel CIEN (2018)**

La resolución N° 2408, de 22 de octubre de 2018, estableció los ingresos anuales permitidos (RAP). Los valores de Enel CIEN son: Garabi I (RAP: BRL 172.667.795,35 y PA ajustado: BRL – 6.579.727,76) y Garabi II (RAP: BRL 179.367.079,58 y PA ajustado: BRL - 6.834.803,35).

### **Reajuste Tarifario Enel Distribución São Paulo (2018)**

El 4 de julio de 2018, ANEEL homologó las tarifas aplicables para los consumidores. El resultado de este proceso incurrió en un índice de reajuste tarifario de +16,4%, compuesto por reajuste económico de +10,5% y reajuste financiero de +5,9%. Retirándose el reajuste financiero del año anterior (0,6%), el efecto medio para el consumidor fue de +15,8%, siendo más grande para los consumidores conectados en Alta Tensión (+17,7%) mientras aquellos conectados en la baja tensión percibieron un incremento reducido, de 15,1%.

### **Revisión Tarifaria para Enel Distribución Goiás S.A. (2018)**

El 16 de octubre de 2018, ANEEL homologó el resultado de la revisión de Enel Distribución Goiás, a partir del 22 de abril de 2018. El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 18,54%, siendo del 26,52% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y del 15,31% para los conectados en Baja Tensión – BT.

### **Enel Generación Fortaleza**

La Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza (CGTF), planta térmica movida a gas natural, tuvo controversia con Petrobras, suministrador de gas de la planta, haya visto la rescisión unilateral del contrato de suministro por Petrobras. Enel accionó la justicia contra Petrobras con miras a reestablecer el suministro de gas a la usina y aseguró su suministro de combustible bajo decisiones liminares de la justicia, hasta que en 31 de agosto de 2020 CGTF y Petrobras de mutuo acuerdo solicitaran el retiro de los procesos judiciales, sin perjuicio de la mantención del Contrato. Esperamos tener nos procesos finalizados brevemente.



### **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 R\$ 8 mil millones y representa cerca de 70% del valor contabilizado total del mercado.

Después de la publicación de la Ley 14.052/2020, el 8 de septiembre de 2020, que establece nuevas condiciones para la renegociación del riesgo hidrológico, la ANEEL abrió una consulta pública para regular la compensación de los riesgos no hidrológicos asumidos por las centrales hidráulicas durante el periodo de 2013 hasta el momento. El plazo de aportes finaliza el 23 de octubre de 2020 y, luego de la publicación de una Resolución Normativa, los agentes conocerán la compensación económica individual por planta y el respectivo plazo de prórroga de su concesión, limitado a 7 años. En posesión de esta información, sujeto a la renuncia de los procesos judiciales y al pago de sus deudas hasta ahora sostenidas por medidas cautelares, los agentes podrán celebrar el contrato con ANEEL dentro de los 60 días posteriores al conocimiento de los resultados.

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. Como próximos pasos, dentro de los 90 días posteriores a la REN 895/2020, la CCEE deberá publicar la compensación económica por planta y el plazo respectivo de extensión de su concesión, limitado a 7 años, y los agentes tendrán más de 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.

### **Despacho N ° 18, de 4 de enero de 2019**

La ANEEL, en el uso de sus atribuciones regiminales, ordena que, cuando ocurra un error de facturación por motivos atribuibles a la distribuidora, el límite de retroceso de la devolución a los consumidores será de 10 años en lugar de 36 meses.

### **Reajuste tarifario Enel Distribución Rio (2019)**

La Revisión tarifaria de Enel Rio fue aprobada, en carácter provisional, el 13 de marzo de 2018, conforme Resolución Homologatoria N°2.377, cuando las tarifas fueron reposicionadas en el 21,04%. En ese momento, quedaron provisionales los valores de Base de Remuneración Regulatoria - BRR y la trayectoria de pérdidas no técnicas, de 2019 a 2022. El cálculo definitivo ocurrió en el Reajuste Tarifario de 2019. En el cálculo de la base de remuneración, se sumaron BRL20.052.539,92 a la Parcela B y la diferencia entre lo aprobado en 2018 y el valor definitivo de 2019 resultó en BRL21.819.141,88, a precio de marzo de 2019, incluidos como ítem financieros en el Reajuste Tarifario de 2019.

En el caso de las pérdidas no técnicas se definieron los siguientes valores: 19,80% (2019), 19,39% (2020), 18,98% (2021) y 18,57% (2022).

El reajuste tarifario de Enel Distribución Rio fue homologado por ANEEL en el 12 de marzo de 2019, con un efecto promedio percibido por los consumidores de 9,70%, siendo del 9,72% para los consumidores de baja tensión y del 9,65% para los clientes de media y alta tensión. Este reajuste tuvo validez de 15 de marzo de 2019 hasta 31 de marzo de 2019.

#### **ANEEL autoriza a CCEE a concluir acuerdo con bancos para pago de cuenta ACR**

ANEEL autorizó a la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) a concluir un acuerdo con un grupo de ocho bancos para anticipar la aprobación de la gestión de la llamada Cuenta-ACR, que fue un mecanismo de transferencia de recursos a las distribuidoras para cubrir los costos con exposición involuntaria en el mercado a corto plazo y el despacho de termoeléctricas entre febrero y diciembre de 2014. La medida va a retirar R \$ 8,4 mil millones de las tarifas de energía eléctrica hasta 2020 y permitir una atenuación media de los reajustes de las tarifas del 3,7% en 2019 y del 1,2% en 2020.

ANEEL incorporó los efectos del acuerdo a las tarifas de las empresas que tuvieron los reajustes definidos entre diciembre de 2018 y marzo de 2019 por medio de una revisión tarifaria extraordinaria, caso de Enel Distribución Rio.

#### **Revisión Extraordinaria de tarifa Enel Distribución Rio (2019)**

La revisión extraordinaria del Directorio de ANEEL del 20 de marzo de 2019, autorizó a la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) a concluir el acuerdo con el grupo de ocho bancos para anticipar el pago de la llamada CDE Conta- ACR para septiembre de 2019. Esta decisión fue reflejada en la tarifa de Enel Distribución Rio que pasó a ser del 7,59% (promedio para todos los consumidores), siendo que para los consumidores de baja tensión alteró el aumento de 9,72% a 7,49% y para los clientes de media y alta tensión el índice aprobado pasa de 9,65% a 7,89%. La revisión se aplicó del día 1 de abril de 2019 hasta 14 de marzo de 2020.

#### **Revisión de tarifa Enel Distribución Ceará (2019)**

El 18 de abril de 2019, ANEEL aprobó el resultado de la quinta revisión periódica de tarifas de Enel Distribución Ceará, efectiva a partir del 22 de abril de 2019. El resultado lleva a un efecto percibido promedio por parte del consumidor de 8,22%, que es de 7,87% para consumidores conectados en alta tensión y 8,35% para consumidores conectados a baja tensión. Se corrigió el componente T del factor X para 1,17%, pérdidas técnicas de 9,52% en energía inyectada y pérdidas no técnicas de 7,56% en el mercado de BT.

#### **Reajuste Enel CIEN (2019)**

La resolución N°2.565, de 25 de junio de 2019, estableció los ingresos anuales permitidos (RAP), resultando los valores para Enel CIEN: Garabi I (RAP: BRL 180.711.108,53 y PA: BRL -6.391.867,71) y Garabi II (RAP: BRL 187.722.462,73 y PA: BRL -6.662.275,47).

Cabe señalar que Enel Cien debería haber tenido una revisión tarifaria en 2019, pero el regulador pospuso este proceso hasta 2020, y sus efectos fueron considerados en el respectivo reajuste de 2020.

#### **Resolución Normativa ANEEL N° 853/2019**

El 16 de agosto de 2019, ANEEL estableció las disposiciones relativas a la calidad del servicio público de transmisión de energía eléctrica, asociadas con la disponibilidad y capacidad operativa de las Funciones de Transmisión de Transmisión - Convertidor FT; estas nuevas reglas entran en vigor el 1 de enero de 2020.

### **Revisión Tarifaria Enel Distribución São Paulo (2019)**

El 2 de julio de 2019, ANEEL homologó el resultado de la Quinta Revisión Tarifaria Periódica de Enel Distribución Sao Paulo, a partir del 4 de julio de 2019, consolidada tras la evaluación de las contribuciones aportadas en la Audiencia Pública N°011/2019. El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de 7,03 %, siendo de 8,46% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y de 6,48% para los conectados en Baja Tensión – BT.

En la Revisión fueron definidos parámetros que regirán por 4 años, hasta la próxima revisión en 2023. Tales parámetros son: pérdidas técnicas y no-técnicas (comerciales), RAB, costes operacionales, bad debt y Factor X (de productividad y de trayectoria de costes operacionales regulatorios).

### **Reajuste Tarifario para Enel Distribución Goiás S.A. (2019)**

El 22 de octubre de 2019, ANEEL homologó el resultado del reajuste de Enel Distribución Goiás, a partir del 22 de octubre de 2019. El efecto promedio que percibirán los consumidores es -3,90% y consistió en (i) ajuste económico de -4,42%, con -5,18% de Parcela A y + 0,76% del Parcela B y (ii) componentes financieros de + 6,25%. Descontando los componentes financieros considerados en el último proceso tarifario del 5,73%.

El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de -3,90 %, siendo de -2,89% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y de -4,32% para los conectados en Baja Tensión – BT.

### **Reajuste Tarifario para Enel Distribución Rio (2020)**

El 10 de marzo de 2020, ANEEL homologó el resultado del reajuste de Enel Distribución Rio, a partir del 15 de marzo de 2020. El resultado conduce al efecto medio a ser percibido por los consumidores de +2,71 %, siendo de +3,38% para los consumidores conectados en Alta Tensión - AT y de +2,48% para los conectados en Baja Tensión – BT.

### **Reajuste Tarifario para Enel distribución Ceará 2020**

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

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

### **Designación CIEN**

En 19 de junio el Ministerio de Minas y Energía publicó ordenanza no. 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.

### **Revisión Tarifaria Enel Cien (2019)**

Por medio de la resolución Homologatoria 2700, del 23 de junio de 2020, ANEEL aprobó el resultado final de la revisión tarifaria de Enel Cien, referente a 2019, que se pospuso para 2020. Los nuevos ingresos anuales permitidos entraran en vigencia retroactivamente a partir del 1 de julio de 2019 y sus efectos fueron considerados en el reajuste tarifario de 2020.

Los valores de Enel CIEN son: Garabi I (RAP: BRL 145.870.451,38) y Garabi II (RAP: BRL 175.884.264,79).

### **Reajuste Tarifario Enel Distribución São Paulo (2020):**

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

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

### **Reajuste Tarifario Enel CIEN (2020)**

La resolución N°2.725, de 14 de julio de 2020, estableció los ingresos anuales permitidos (RAP) para las concesionarias de servicio público de transmisión de energía eléctrica, por la disponibilidad de las instalaciones de transmisión bajo su responsabilidad.

Los valores de Enel CIEN son: Garabi I (RAP: BRL 148.620.461,29 y PA: BRL -34.591.321,34) y Garabi II (RAP: BRL 179.251.086,59 y PA: BRL -12.198.352,85).

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

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

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

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

### **Resolución Normativa ANEEL N° 874/2020**

El 10 de marzo de 2020, ANEEL homologó la nueva metodología para el cálculo y la periodicidad de la actualización de la tasa de remuneración del capital regulatorio (WACC), que será actualizada y publicada anualmente por ANEEL utilizada para revisar la tarifa o los ingresos de los distribuidores, transmisores y generadores de energía eléctrica. Enel Distribución Sao Paulo, Enel Distribución Goias, 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).

### **Resolución Normativa ANEEL nº 877/2020**

ANEEL aprobó el 17 de marzo de 2020 la revisión metodológica del Factor Xp, asociado a la productividad (componente de Pd), aplicable a los distribuidores a partir del 1 de abril de 2020. El propósito de la nueva metodología es reflejar la historia reciente de ganancias de productividad y las variaciones cíclicas del mercado.

Para las empresas cuyos contratos de concesión no se han extendido, el valor del Factor Xp se define en la revisión de tarifas, quedando fijado en posteriores ajustes tarifarios, entonces, para Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará, el ajuste del factor Xp solo se aplicará en 2023. En el caso de distribuidores con un nuevo contrato (Enel Distribución Goiás y Enel Distribución Rio), el valor del componente se calcula en los ajustes tarifarios anuales, basados en datos actuales.

### **Resolución Normativa ANEEL nº 878/2020**

Estableció, durante 90 días (desde el 24 de marzo de 2020), medidas para preservar la prestación del servicio público de distribución de electricidad debido a la emergencia pública relacionada con la pandemia de COVID-19, entre las cuales se encuentran: prohibir la suspensión del suministro de acuerdo a unidades de consumo – clientes residenciales de áreas urbanas y rurales -, permitir la suspensión de la entrega de la factura mensual impresa a los consumidores, reemplazándola por facturas electrónicas o con códigos de barras, priorizar servicios de emergencia y aquellos destinados a atender servicios esenciales, entre otras varias medidas, para contribuir a las acciones de aislamiento social y priorizar el suministro de energía eléctrica continuo y confiable.

Fue enmendada el 21 de julio de 2020 mediante la Resolución Normativa 891/2020, que extendió su plazo hasta 31 de diciembre de 2020 y redujo la prohibición de suspensión de suministro a consumidores en la subclase residencial de bajos ingresos.

### **Medida Provisional No. 950/2020 del Gobierno Federal**

Aumentar al 100% el descuento de los consumidores de la Tarifa Social con una facturación de hasta 220 KW / mes, destinando recursos de CDE para esta cobertura, así como permitir que los recursos financieros sean tomados por CDE para hacer frente a los impactos en el sector eléctrico resultantes de la pandemia de COVID-19.

### **Despacho ANEEL Nº 986/2020**

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

### **Reducción Cargos de Transmisión**

Como medida para proporcionar liquidez al Sector Eléctrico debido a los efectos de la COVID-19, el 20 de abril de 2020 ANEEL aprobó la anticipación de los efectos financieros de la Parcela de Ajuste para los meses de abril, mayo y junio de 2020. El efecto inmediato es de BRL 144 millones en descuentos en los cargos por el uso del sistema de transmisión por las distribuidoras (90%) y los consumidores libres (10%), con descuentos similares en los meses de mayo y junio.

### **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° 1.511/2020**

Debido a la pandemia de covid-19, ANEEL en 1 de junio de 2020 suspendió, de manera excepcional y temporal, la aplicación del sistema de Banderas Tarifarias, hasta el 31 de diciembre de 2020.

### **Resolución Normativa ANEEL N° 885/2020**

Publicada el 23 de junio de 2020, la resolución normativa N° 885/220 estableció (i) la estructura de costos de la cuenta COVID-19, (ii) las condiciones para la transferencia de fondos, (iii) la forma en que se administra la cuenta, (iv) la estructura de cargos para la amortización de las operaciones financieras, (v) la liquidación de operaciones de crédito, (vi) cláusulas del plazo de aceptación de las disposiciones del decreto y (vii) límites en la recaudación de fondos por parte de las Distribuidoras, por un monto total de BRL 16 mil millones.

### **Resolución Normativa ANEEL N° 888/2020**

Publicada el 9 de julio de 2020, la resolución normativa N° 888/2020 regula las condiciones de suministro de electricidad para el servicio de alumbrado público. Los distribuidores de electricidad ya no podrán cobrar por la recaudación del impuesto municipal (COSIP) después de la próxima revisión tarifaria. Hasta entonces, el cargo está limitado al 1%.

### **Medida Provisional N° 998/2020 del Gobierno Federal**

El Gobierno Federal firmó el 1 de septiembre Medida Provisional con medidas especiales con el objetivo de reducir las tarifas en el período de la pandemia y también en el mediano y largo plazo. La medida tiene vigencia por 120 días, cuando pierde sus efectos.

Después de un extenso debate político y regulatorio, en 4 de febrero, la MP 998 fue aprobada en el Senado Federal y sigue para aprobación presidencial, en el formato de Ley. Enel contribuyó fuertemente al trabajo de definición de esta ley, con el fin de garantizar impactos positivos para el grupo, mitigando problemas y riesgos presentes en las formulaciones iniciales. El texto aprobado incluye (i) mecanismo de contratación de capacidad; (ii) el retiro de incentivos a las renovables a partir de los 12 meses posteriores a la publicación de la ley; (iii) la aprobación de utilización de fondos que se utilizarán para contener los incrementos en la tarifa de Distribución; (iv) instrucción para el desarrollo de mecanismos competitivos que permitan las Distribuidora a deshacerse del excedente de energía; (v) definición de un tipo especial de comercializador para representar a los pequeños consumidores libres en el mercado libre, con posibilidad de suspensión de la oferta por incumplimiento de pago. Se espera que la Ley sea sancionada sin vetos hasta fines de febrero.

## **Despachos ANEEL N° 2177/20, 2353/20, 2640/20, 2.914/20, 3.197/20 y 3.490/20**

Fijaron los valores de los recursos de la Cuenta Covid transferidos a las concesionarias de distribución, recibidos desde julio hasta diciembre de 2020.

## **Despacho ANEEL n° 3.364/2020**

Ante condiciones hidro energéticas adversas, el 30 de noviembre de 2020, ANEEL decidió revocar el Despacho n° 1.511/2020 y reactivó el sistema de banderas tarifarias, el cual volvió a su vigencia a partir del 1 de diciembre de 2020

## **Energías Renovables No Convencionales**

ANEEL realiza subastas por tecnología teniendo en consideración el plan de expansión fijado por la Empresa de Pesquisa Energética ("EPE"), la entidad encargada de la planificación, de manera que se alcance el valor de capacidad de energía renovable no convencional fijado como meta.

## **Revisiones Tarifarias**

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.

### **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. Teniendo en cuenta las características de cada una de las actividades o negocios, se estableció como lineamiento general para el desarrollo del marco regulatorio, la creación e implementación de reglas que permitieran la libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, en tanto que la directriz para los negocios de transmisión y distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios, buscando en todo caso condiciones de competencia donde esta fuera posible.

La principal institución del sector eléctrico es el Ministerio de Minas y Energía que a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), elabora el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos

(SSPD) son las encargadas, respectivamente, de regular y fiscalizar a las empresas del sector, adicionalmente la Superintendencia de Industria y Comercio es la autoridad nacional para temas de protección de la competencia.

El mercado eléctrico se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores pueden transar 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). La operación y la administración del mercado la realiza XM, que tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho (CND) y Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

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. Se crea la Ley 1715 de 2014, "Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.", que busca, además, promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) establece en el año 2019, las reglas generales de comportamiento de mercado para los agentes que desarrollen las actividades de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible. La CREG considera necesario establecer un marco regulatorio que, además de las reglas específicas de mercado y de obligaciones, defina reglas de comportamiento generales que promuevan y permitan 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.

A raíz de la coyuntura mundial y nacional ocasionada por la pandemia COVID-19, en marzo de 2020 el Gobierno Nacional declaró el Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica en todo el territorio nacional y 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.

El Gobierno Nacional ha publicado 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. Las recomendaciones de la Misión se socializaron y fueron puestas a disposición de los agentes del sector para revisión y comentarios, estos fueron enviados en el mes de febrero del 2020.

### **Energías Renovables No Convencionales**

En 2014 se promulgó la Ley N° 1.715, creando un marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, donde se establecieron lineamientos sobre declaratoria de utilidad pública, incentivos tributarios, arancelarios y contables. Como parte de la reglamentación, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto N°



2.469 de 2014, el cual estableció los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración. La reglamentación expedida por la CREG se ha orientado a permitir la participación de las Fuentes Renovables no Convencionales de Energía (FRNCE) en el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, así mismo se ha fomentado regulatoriamente la participación de la demanda por medio de la autogeneración a gran y pequeña escala.

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

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

### 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). Estos cargos incluyen el valor nuevo de remplazo de todos los activos en funcionamiento; el gasto de administración, operación y mantenimiento (AOM), así como los activos no eléctricos utilizados en el negocio de distribución.

Los cargos de distribución vigentes para Codensa fueron publicados por la CREG en octubre de 2009.

La Comisión de Regulación emitió la Resolución CREG N° 95 de 2015 donde se define la metodología para el cálculo de la tasa de remuneración regulada (WACC) para las actividades de distribución y transmisión eléctrica, así como para la distribución y transporte de gas natural.

En febrero de 2018 la Comisión de Regulación publicó la Resolución CREG 015 de 2018 que decide de manera definitiva la Metodología de Remuneración de Distribución para el nuevo periodo tarifario, en la que se 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. Finalmente, en diciembre de 2019 la Comisión publicó la Resolución CREG 189 de 2019: que aprueba las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por CODENSA.

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, donde dio los siguientes lineamientos:

- Se prorrogan los subsidios a estratos 1, 2 y 3 hasta el 31 de diciembre de 2022.
- Se crea un régimen transitorio especial para asegurar la sostenibilidad de la prestación eficiente del servicio: i) sobretasa por kilovatio hora consumido para fortalecer al Fondo Empresarial en el territorio nacional (\$4 COP por kilovatio hora); y ii) contribución adicional de 1% a la SSPD regulada en el artículo 85 de la Ley 142 de 1994.
- Se modifica la Ley 143 de 1994 para ampliar la restricción de integración vertical y restringir la integración a través de grupos empresariales.
- En cualquier caso, el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que delegue, reglamentará el alcance de lo anteriormente mencionado.

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.

En octubre de 2019, la Comisión publica la Resolución CREG 129 de 2019; establece la fórmula de traslado en el componente de compras de energía al usuario regulado de los precios del mecanismo de contratación que suscriban contratos resultantes de la subasta de la que trata la Resolución 40590 de 2019 del Ministerio de Minas y Energía.

En diciembre de 2019 la Comisión publicó el proyecto de Resolución CREG 155 de 2019, que contiene las bases conceptuales para la remuneración de la actividad de comercialización.

En diciembre de 2019 la Comisión publicó la Resolución CREG 198 de 2019, por la cual prorroga la aplicación de los subsidios a los usuarios de estrato 1 y 2.

El 17 de marzo de 2020, el Gobierno Nacional declaró el estado de emergencia económica, social y ecológica en todo el territorio nacional, con el fin de conjurar la grave calamidad pública que afecta el país por causa del nuevo coronavirus COVID-19, y se ha venido extendido, la última fecha va hasta el 28 de febrero de 2021.

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 definitiva hace la corrección de la Base de Activos, la incorporación de eventos adicionales en el cálculo de indicadores de calidad y la aplicación retroactiva de incentivos por calidad del servicio.

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 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.

#### d) Perú

La Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, indica que el sector eléctrico peruano está dividido en tres grandes segmentos: generación, transmisión y distribución, de forma tal que más de una actividad no pueda ser desarrollada por una misma empresa. El sistema eléctrico peruano se le conoce como Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), además de algunos sistemas eléctricos aislados.

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

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

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

La venta de energía que efectúen los generadores a distribuidores que estén destinadas al servicio público de electricidad se realizará a través de licitaciones o a través de contratos bilaterales (con precio máximo regulado - Tarifa en barra). El mecanismo de contratación a través de licitaciones tiene por finalidad establecer un mecanismo que promueva las inversiones en nueva capacidad de generación a través de contratos de suministro de electricidad de largo plazo y precios firmes con empresas distribuidoras.

Mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM se aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (Reglamento MME), en el cual se incorpora la definición "MME" que está conformado por el mercado de corto plazo ("MCP") y los mecanismos de asignación de servicios complementarios, inflexibilidades operativas y asignación de

rentas de congestión. Los participantes autorizados a comprar en el MCP son: los generadores para atender sus contratos de suministro; los distribuidores para atender a sus usuarios libres, hasta por un 10% de la máxima demanda; y los grandes usuarios para atender hasta el 10% de su máxima demanda. El COES calculará los costos marginales de energía y costos marginales de congestión, valorizará diariamente con carácter provisional las transacciones en el MME y los resultados se pondrán a disposición de los participantes en el portal web del COES. Los participantes deberán contar con garantías de pago y se incorporan acciones por parte del COES ante el incumplimiento de los mismos.

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

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

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

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

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

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

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

La Ley N° 29970 declara de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética del país mediante la diversificación de fuentes energéticas, la reducción de la dependencia externa y la confiabilidad de la cadena de suministro de energía. Mediante la Ley N° 30543, publicada el 03 de marzo del 2017 y

reglamentada mediante Decreto Supremo N° 022-2017-EM publicado el 16 de agosto del 2017, se elimina el cobro de afianzamiento de seguridad energética (CASE) derivado de la Ley N° 29970.

Mediante Decreto Legislativo N° 1451 se modificó el artículo 122 de la Ley de Concesiones Eléctricas, la cual incorpora disposiciones para aquellos casos de integración vertical que no califiquen como actos de concentración conforme a la normatividad de la materia.

Mediante Decreto Supremo N° 033-2017-EM, se dispone que el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, aprobado mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM, entre en vigencia a partir del 1 de enero del 2018.

Mediante Decreto Supremo N° 022-2018-EM (modificado por D.S. N° 026-2018-EM) se modifica el Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N° 052-2007-EM, con la finalidad de establecer disposiciones sobre el procedimiento de evaluación de las propuestas de modificación de los contratos resultantes de licitaciones.

Mediante Decreto Supremo N° 237-2019-EF se aprueba el Plan Nacional de Competitividad y Productividad, cuyo objetivo es impulsar un crecimiento económico que eleve el bienestar de la población en el mediano plazo. Son 9 objetivos prioritarios dentro de los cuales se encuentra la Sostenibilidad Ambiental (OP9), el cual menciona dentro de sus lineamientos (9.1) la Estrategia de financiamiento de medidas de Cambio Climático y (9.4) la Estrategia de energía renovable, electromovilidad y combustibles limpios.

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

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

Con fecha 06 de enero del 2021 se publicó la Ley N° 31112, Ley que establece el control previo de operaciones de concentración empresarial. Con la entrada en vigencia esta norma, lo que supone la previa aprobación de su reglamento y otras adecuaciones normativas dispuestas por la propia ley, se derogará el contenido de la Ley N° 26876 con excepción de su artículo 13°, el mismo que modifica el artículo 122° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (relativo a las restricciones de concentración en el sector eléctrico) así como el Decreto de Urgencia N° 013-2019 que establecía el control previo de operaciones de concentración empresarial a partir del 01 marzo de 2021.

Mediante el D.S. N° 044-2020-PCM de fecha 15 de marzo del 2020 y sus normas modificatorias, se declaró el Estado de Emergencia Nacional el cual ha sido prorrogado hasta el 28 de febrero de 2021 ante el brote del Coronavirus en el territorio nacional. Durante dicho período se establecieron distintas medidas de aislamiento social obligatorio y se restringieron, entre otros, los derechos de libertad de reunión y libertad de tránsito. De igual manera, establece que el Estado garantiza el acceso a servicios públicos y bienes y servicios esenciales (fijados en el decreto supremo).

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

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

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

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

Mediante la Resolución de Consejo Directivo del OSINERGMIN N° 080-2020-OS/CD, publicada el 9 de julio del 2020, se aprobó el procedimiento de aplicación del “Bono Electricidad”. La norma establece las consideraciones que deben tener en cuenta las empresas distribuidoras para la identificación de los beneficiarios del Bono Electricidad y el procedimiento para su ejecución.

Mediante el D.U. N° 105-2020, publicado el 10 de setiembre del 2020, se modificó el D.U. N° 074-2020 incluyendo como beneficiarios del “Bono Electricidad” a los clientes con suministro pre-pago y aquellos asociados a suministros colectivos.

Mediante el Decreto Supremo N° 031-2020-EM, publicado el 21 de diciembre del 2020 se deroga al Decreto Supremo N° 043-2017-EM que establece las disposiciones para la determinación del precio del gas natural para generación eléctrica.

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

## **Energías Renovables No Convencionales**

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

En el 2016 se llevó a cabo la Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables (RER), habiéndose adjudicado a trece proyectos entre los cuales tenemos dos Centrales de Biomasa, dos Centrales Solares, tres Centrales Eólicas y seis Centrales Hidroeléctricas. Con estas centrales de generación se incorporarán 430,1 MW al SEIN.

## **Revisiones Tarifarias**

En Perú, el proceso para la determinación de la tarifa de distribución se lleva a cabo cada 4 años, y se denomina “Fijación del Valor Agregado de Distribución” (“VAD”). Excepcionalmente, el último proceso tuvo una duración de 5 años, dado que se requería de un año para implementar las últimas reformas aprobadas en 2015 mediante Decreto Legislativo N° 1221.

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

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

### **ii. Límites a la integración y concentración**

En general, en todos los países existe una legislación de defensa de la libre competencia, que junto con la normativa específica aplicable en materia eléctrica definen criterios para evitar determinados niveles de concentración económica y/o prácticas abusivas de mercado.

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

En cuanto a la concentración en un sector específico, en Argentina no se establece límites específicos a la integración vertical u horizontal. En Perú las integraciones de tipo vertical u horizontal en el sector por encima de límites establecidos están sujetas a autorización del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (“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
Perú	> 200 kW (2)

(1): El límite > 500 kW se aplica si se compra energía proveniente de fuentes renovables, las cuales son incentivadas por el Gobierno mediante un descuento en los peajes. A partir del 1 de enero de 2021, el límite de 2.000 KW disminuye a 1.500 KW.

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

- La demanda de los clientes que pueden optar entre mercado regulado o libre (aquellos cuya demanda está entre 200 y 2.500 kW) se mide por cada punto de suministro.
- Los clientes regulados cuya demanda supere a 2.500 kW, permanecerán como regulados durante 1 año.
- Los clientes cuya demanda por cada punto de suministro sea mayor a 2.500 kW necesariamente son clientes libres.



## 5. ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS

### 5.1.- Operación Central Rio Negro (CODENSA).

En el mes de octubre de 2018 la Junta Directiva de Codensa aprobó iniciar el proceso de venta de la Pequeña Central Hidroeléctrica PCH Rio Negro y la contratación de una banca de inversión que canalice dicho proceso de venta.

La PCH Rio Negro se recibió producto de la fusión con la Empresa de Energía de Cundinamarca - EEC en el año 2016. Considerando que CODENSA fue constituida después del año 1992 le es aplicable la restricción de integración vertical y por lo tanto no puede operar ni representar comercialmente ningún activo de generación. Debido a lo anterior, la PCH fue operada por Emgesa S.A. E.S.P. bajo un contrato de usufructo.

Luego de un proceso de venta desarrollado durante el 2019, la transacción se ejecutó exitosamente firmando el contrato de compraventa del activo el 26 de diciembre de 2019. Al 31 de diciembre de 2020 se ha recaudado el 100% del precio de compra acordado.

Teniendo en cuenta el proceso de venta y lo establecido en la NIIF 5 "Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas" previo a la clasificación como activo no corriente mantenido para la venta, la PCH fue registrada a valor razonable; durante el 2019 se efectuaron adiciones de cumplimiento obligatorio por temas ambientales y se actualizó el valor razonable.

Al 30 de junio de 2020 se realizó la baja del activo y pasivo mantenidos para la venta, dado que a esa fecha Codensa no poseía el control sobre los activos cedidos.

A continuación, se presentan los activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2019.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
	al 31.12.2019
Propiedades, planta y equipo	11.326
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>11.326</b>
Otros pasivos no financieros no corrientes	3.791
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>3.791</b>

## 6. COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y ADQUISICIONES

### 6.1 ADQUISICIÓN DE ENEL DISTRIBUCIÓN SAO PAULO S.A. (“EX ELETROPAULO METROPOLITANA DE ELETRICIDADE DE SAO PAULO S.A.”)

Con fecha 17 de abril de 2018, la filial Enel Brasil S.A., a través del vehículo 100% de su propiedad Enel Investimentos Sudeste S.A. (Enel Sudeste), lanzó una Oferta Pública de Acciones (OPA) voluntaria sobre todas las acciones emitidas por la distribuidora de energía eléctrica brasileña Enel Distribución Sao Paulo S.A., condicionada a la adquisición de más del 50% de tales acciones de manera de obtener el control de la misma.

Con fecha 4 de junio, Enel Sudeste recibió la aprobación de la autoridad brasileña de la Libre Competencia, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (“CADE”). En esta misma fecha se confirmó el éxito de la OPA y la adquisición de la subasta inicial, que fue perfeccionada mediante el pago del precio y transferencia de las acciones a favor de Enel Sudeste, la que tuvo lugar el día 7 de junio de 2018, fecha desde la cual aplica la contabilización de compra establecida en NIIF 3, Combinaciones de Negocios. En concreto, se adquirieron 122.799.289 acciones, todas de una misma clase, que correspondían al 73,38% del capital social de Enel Distribución Sao Paulo S.A. por un total de BRL5.552.984 (US\$ 1.484 millones).

Complementando lo anterior, con fecha 11 de junio de 2018, la Agência Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) emitió nota técnica aprobando la toma de control de Enel Distribución Sao Paulo S.A., la cual se produjo con la compra de las acciones citadas en los párrafos precedentes. Esta nota técnica fue publicada por la ANEEL con fecha 26 de junio de 2018.

Atendiendo a que los accionistas de Enel Distribución Sao Paulo S.A. tenían plazo hasta el día 4 de julio de 2018 para vender a Enel Sudeste el remanente de acciones, al mismo precio ofrecido en la OPA (45,22 Reales brasileños por acción), durante los meses de junio y julio se perfeccionaron incrementos de participación adicionales. En efecto, los días 22 y 30 de junio y 2 y 4 de julio de 2018 se adquirieron 4.692.338, 4.856.462, 14.525.826 y 9.284.666 acciones, respectivamente, equivalentes a un total de BRL1.516.362 (US\$ 384 millones). Estas adquisiciones posteriores representaron un aumento desde el 73,38% hasta el 95,05%.

Con fecha 19 de septiembre de 2018 el Consejo de Administración de Enel Distribución Sao Paulo S.A. aprobó un aumento de capital social de la compañía por un valor de BRL1.500.000, mediante la emisión de 33.171.164 de nuevas acciones. Enel Sudeste concurrió a este aumento de capital, adquiriendo 33.164.964 de las nuevas acciones (US\$ 395 millones) con lo cual incrementó su participación hasta el 95,88% de la compañía.

La moneda funcional de Enel Distribución Sao Paulo S.A. es el Real Brasileño (BRL). Enel Américas ha convertido los efectos iniciales de la combinación de negocios a su moneda de presentación usando el tipo de cambio vigente a la fecha de la adquisición. Al cierre de cada periodo de reporte los estados financieros de Enel Distribución Sao Paulo S.A. son convertidos siguiendo el criterio contable detallado en la nota 2.7.3.

Enel Distribución Sao Paulo S.A. posee un área bajo concesión que abarca 4.526 km<sup>2</sup>, la cual concentra la mayor parte del producto interno bruto y la más alta densidad demográfica en Brasil, con 1.581 unidades consumidoras por km<sup>2</sup>, lo que corresponde al 33,3% del total de energía eléctrica consumida en el Estado de Sao Paulo y el 9,3% del total de Brasil. Atiende una demanda de aproximadamente 7,2 millones de unidades consumidoras, cuenta con 7.355 colaboradores propios, y dispone de una infraestructura conformada por 156 subestaciones.

A partir de la fecha de adquisición, Enel Distribución Sao Paulo S.A. contribuyó ingresos de actividades ordinarias por MUS\$ 2.214.855 y resultados antes de impuestos por MUS\$ 39.227 a los resultados de Enel Américas para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018. Si la adquisición hubiese ocurrido el 1 de enero de 2018, se estima que, para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2018, los ingresos de actividades ordinarias consolidados habrían incrementado en MUS\$ 3.587.161 y el resultado antes de impuesto habría disminuido en MUS\$ 14.678.

### Activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición Valores definitivos

Activos netos adquiridos identificables	Valor razonable MBRL	Valor razonable MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.037.105	273.439
Otros activos no financieros corrientes	400.311	105.544
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	3.948.137	1.040.949
Inventarios	275.129	72.539
Activos por impuestos corrientes	41.179	10.857
Otros activos financieros no corrientes	3.205.469	845.140
Otros activos no financieros no corrientes	1.056.711	278.608
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	205.249	54.115
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11.055.574	2.914.866
Propiedades, planta y equipo	65.804	17.350
Propiedad de inversión	44.049	11.614
Activos por impuestos diferidos	3.229.417	851.455
Otros pasivos financieros corrientes	(2.266.501)	(597.576)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	(3.551.676)	(936.420)
Otras provisiones corrientes	(759.862)	(200.342)
Otros pasivos no financieros corrientes	(600.990)	(158.454)
Otros pasivos financieros no corrientes	(2.505.299)	(660.537)
Otras cuentas por pagar no corrientes	(567.355)	(149.586)
Otras provisiones no corrientes (*)	(2.788.278)	(735.146)
Pasivo por impuestos diferidos	(3.009.203)	(793.394)
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	(3.327.621)	(877.347)
<b>Total</b>	<b>5.187.349</b>	<b>1.367.674</b>

(\*) incluye pasivos contingentes por un monto de MBRL 1.252.000 (MUS\$ 330.097), que la Sociedad registró como pasivos asumidos en la fecha de adquisición. Los principales pasivos contingentes identificados en la combinación de negocios se revelan en la nota 35.3.b.32-48.

### Determinación de la plusvalía Valores definitivos

	MBRL	MUS\$
Contraprestación transferida en efectivo	7.069.345	1.863.874
Participaciones no controladoras asumidas en la adquisición	256.616	67.658
(-) Valor neto activos adquiridos y pasivos asumidos	(5.187.349)	(1.367.674)
<b>Monto plusvalía comprada</b>	<b>2.138.612</b>	<b>563.858</b>

La plusvalía es atribuible principalmente al valor de las sinergias que se esperan lograr a través de la integración de Enel Distribución Sao Paulo en el Grupo. Estas sinergias están relacionadas, entre otras, con la generación de nuevos negocios, eficiencias en inversiones y costos administrativos.

A continuación, se muestran los montos pagados para obtener el control de Enel Distribución Sao Paulo S.A.:

Efectivo y equivalentes al efectivo para obtener el control de Enel Distribución Sao Paulo	MUS\$
Importes por la adquisición pagados en efectivo y equivalentes al efectivo	(1.863.874)
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en la entidad adquirida	273.439
<b>Total neto</b>	<b>(1.590.435)</b>

## 7. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

- a) La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

<b>Efectivo y Equivalentes al Efectivo</b>	<b>al 31.12.2020</b>	<b>al 31.12.2019</b>
Efectivo en caja	308	830
Saldos en bancos	641.870	593.747
Depósitos a corto plazo	749.671	1.168.331
Otros instrumentos de renta fija	115.144	176.089
<b>Total</b>	<b>1.506.993</b>	<b>1.938.997</b>

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\$

<b>Moneda</b>	<b>al 31.12.2020</b>	<b>al 31.12.2019</b>
Peso chileno	638	142.878
Peso argentino	65.480	49.846
Peso colombiano	381.754	185.423
Real brasileño	741.281	699.418
Sol peruano	147.458	188.655
Dólar estadounidense	170.335	672.694
Euro	47	83
<b>Total</b>	<b>1.506.993</b>	<b>1.938.997</b>

- 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\$

<b>Otros pagos de actividades de operación</b>	<b>al 31.12.2020</b>	<b>al 31.12.2019</b>	<b>al 31.12.2018</b>
Pagos por otros impuestos (IVA, ICMS, PIS/COFINS, Impuestos a las ventas, Impuestos aduaneros, impuestos transferencias bancarias) (1)	(2.587.437)	(3.613.564)	(2.774.024)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Codensa Hogar (2)	(349.481)	(578.708)	(514.595)
Pagos por la cuenta de desarrollo energético (CDE) (3)	(736.116)	(1.148.756)	(926.642)
Otros pagos varios de actividades de operación (4)	(340.754)	(382.405)	(1.012.571)
<b>Total otros pagos por actividades de operación</b>	<b>(4.013.788)</b>	<b>(5.723.433)</b>	<b>(5.227.832)</b>

- (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\$ 2.025.223, MUS\$ 2.672.785 y MUS\$ 2.154.158 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, 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\$ 442.734, MUS\$ 827.589 y MUS\$ 474.826 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

- Pagos por impuestos a las ventas en Perú por MUS\$ 86.768, MUS\$ 85.089 y MUS\$ 81.694 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.
- (2) Nuestra filial colombiana Codensa, firmó un acuerdo con un tercero no relacionado para desarrollar un negocio con los clientes de Codensa. En virtud de este acuerdo, Codensa administra la recaudación de las cuentas por cobrar de la otra parte del acuerdo, dado que ellas son facturadas como parte de las facturas que Codensa emite mensualmente a sus clientes. Los pagos están relacionados con los montos mensualmente cobrados bajo el acuerdo de administración de cobranza, mientras que los cobros se presentan como “Otros cobros de actividades de la operación”.
  - (3) En Brasil, la Ley 10.438/2002 creó la “Conta de Desenvolvimento Energético” (Cuenta de Desarrollo Energético - CDE). La CDE es un fondo gubernamental cuyo objetivo es promover el desarrollo de fuentes alternativas de energía, promover la globalización de los servicios energéticos y subsidiar clientes residenciales de baja renta. El fondo es financiado mediante cargos incluidos en las tarifas a clientes y generadores y contribuciones gubernamentales.
  - (4) Otros pagos varios de actividades de operación incluyen diversos tipos de pagos individualmente no significativos que están relacionados con actividades de la operación.

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	al 01.01.2020	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo						al 31.12.2020
		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	1.422.681	1.359.012	(1.689.240)	(320.948)	(651.176)	-	3.990	(80.673)	323.080	-	957.126	1.975.028
Préstamos Largo plazo	4.818.468	582.583	(91.207)	-	491.376	-	9	(516.196)	9.757	-	(784.683)	4.018.731
Pasivo por arrendamientos	190.269	-	(77.292)	(5.755)	(83.047)	-	-	(15.290)	9.286	45.639	(4.297)	142.560
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(67.937)	114.004	-	-	114.004	-	9.691	(152.874)	(15.286)	-	(1.907)	(114.309)
<b>Total</b>	<b>6.363.481</b>	<b>2.055.599</b>	<b>(1.857.739)</b>	<b>(326.703)</b>	<b>(128.843)</b>	<b>-</b>	<b>13.690</b>	<b>(765.033)</b>	<b>326.837</b>	<b>45.639</b>	<b>166.239</b>	<b>6.022.010</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	al 01.01.2019	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo						al 31.12.2019
		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	4.264.806	3.401.133	(7.150.100)	(605.522)	(4.354.489)	-	4.812	8.608	571.136	-	927.808	1.422.681
Préstamos Largo plazo	4.535.549	1.525.820	(297.385)	-	1.228.435	-	-	(50.138)	-	-	(895.378)	4.818.468
Pasivo por arrendamientos	121.973	-	(59.177)	(9.077)	(68.254)	-	-	10.866	11.666	114.963	(945)	190.269
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(113.974)	95.512	-	-	95.512	-	(10.363)	(32.030)	-	-	(7.082)	(67.937)
<b>Total</b>	<b>8.808.354</b>	<b>5.022.465</b>	<b>(7.506.662)</b>	<b>(614.599)</b>	<b>(3.098.796)</b>	<b>-</b>	<b>(5.551)</b>	<b>(62.694)</b>	<b>582.802</b>	<b>114.963</b>	<b>24.403</b>	<b>6.363.481</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	al 01.01.2018	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo						al 31.12.2018
		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	688.497	4.295.111	(2.902.062)	(432.515)	960.534	612.755	413	(230.631)	560.160	-	1.673.078	4.264.806
Préstamos Largo plazo	4.352.974	2.929.441	(1.393.822)	-	1.535.619	758.494	-	(418.440)	-	-	(1.693.098)	4.535.549
Pasivo por arrendamientos	104.492	-	(31.619)	(7.037)	(38.656)	22.677	-	(2.992)	8.170	28.143	139	121.973
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(21.964)	15.926	-	-	15.926	-	1.123	(135.348)	26.289	-	-	(113.974)
<b>Total</b>	<b>5.123.999</b>	<b>7.240.478</b>	<b>(4.327.503)</b>	<b>(439.552)</b>	<b>2.473.423</b>	<b>1.393.926</b>	<b>1.536</b>	<b>(787.411)</b>	<b>594.619</b>	<b>28.143</b>	<b>(19.881)</b>	<b>8.808.354</b>

- (1) Corresponde al devengamiento de intereses.

## 8. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

La composición de otros activos financieros al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

Otros activos financieros	Corrientes		No corrientes	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados (1)	118.383	57.623	25.460	70
Activos financieros medidos a costo amortizado (1)	13.827	30.040	-	3.139
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados CINIIF 12 (2)	-	-	2.468.149	2.652.064
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	-	-	268	320
Activos financieros medidos a costo amortizado CINIIF 12 (3)	10.283	12.689	267.351	342.599
Instrumentos Derivados Cobertura (4)	86.465	18.508	29.635	51.619
Instrumentos Derivados No Cobertura (5)	1.321	1.523	-	-
<b>Total</b>	<b>230.279</b>	<b>120.383</b>	<b>2.790.863</b>	<b>3.049.811</b>

- (1) Los montos incluidos en activos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados y activos financieros a costo amortizado, corresponden principalmente a depósitos a plazo y otras inversiones de alta liquidez, que son fácilmente convertibles en efectivo y están sujetas a un bajo riesgo de alteraciones en su valor, pero no cumplen estrictamente con la definición de equivalentes de efectivo tal como se define en la nota 3.g.2 (por ejemplo, con vencimiento superior a 90 días desde el momento de la inversión).
- (2) Corresponden a acuerdos de concesión los cuales incluyen a Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Goiás S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A. (cuyos saldos al 31 de diciembre de 2020 son MUS\$ 831.941 (MUS\$ 898.154 al 31 de diciembre de 2019), MUS\$ 582.649 (MUS\$ 589.684 al 31 de diciembre de 2019), MUS\$ 43.318 (MUS\$ 37.589 al 31 de diciembre de 2019) y MUS\$ 1.010.241 (MUS\$ 1.126.637 al 31 de diciembre de 2019), respectivamente). La legislación vigente establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del periodo de concesión. Mensualmente las distribuidoras ajustan los importes en libros del activo financiero, computado el valor presente de los flujos de efectivo estimados, utilizando la tasa de interés efectiva al pago que le corresponde al fin de la concesión, ver Nota 3.d.1.
- (3) Correspondiente a acuerdo de concesión en Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande), ver Nota 3.d.1.
- (4) Ver Nota 23.2.a)
- (5) Ver Nota 23.2.b)

## 9. OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS

a) La composición de otros activos no financieros al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
IVA Crédito Fiscal y Otros Impuestos	68.200	57.124	118.268	141.807
Fondo de aportaciones a Enel Distribución Goiás (1)	7.536	3.357	180.824	234.947
Servicios en curso prestados por terceros	9.993	10.929	-	-
Servicio en curso de I & D y Eficiencia Energética	90.349	94.672	-	-
Depósitos Judiciales	-	-	267.266	340.477
Activos en construcción CINIF 12 (2)	-	-	314.825	358.289
Impuesto por recuperar Pis/Cofins (3)	211.611	169.404	1.366.883	1.435.282
Gastos pagados por anticipado	53.783	18.193	-	-
Otros	119.314	132.483	84.790	225.088
<b>Total</b>	<b>560.786</b>	<b>486.162</b>	<b>2.332.856</b>	<b>2.735.890</b>

(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 35.3.b.19).

Dicho lo anterior, considerando que los recursos no son definitivos, al cierre de los ejercicios 2020 y 2019 se reconoció una pérdida por deterioro por MUS\$ 14.479 y MUS\$ 110.774, respectivamente, que corresponden a los montos de cuentas por cobrar que cubren el periodo abril de 2012 y enero de 2015.

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

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

Nuestras filiales en Brasil que fueron afectadas por la resolución del STF, presentaron acciones judiciales en este sentido, en los respectivos Tribunales Regionales Federales. Durante el 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.

Considerando diversos análisis internos y de asesores legales, como así también las mejores estimaciones disponibles, Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará reconocieron activos por MUS\$ 1.326.297 y MUS\$ 252.197, respectivamente, al cierre del ejercicio de 2020 (MUS\$ 1.244.266 y MUS\$ 360.420, respectivamente, al 31 de diciembre 2019).

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

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

Por otra parte, están pendientes de resolución las acciones judiciales presentadas por nuestras filiales Enel Rio y Enel Goiás, a la espera de la sentencia definitiva de los Tribunales Regionales respectivos.

Cabe destacar que el PIS COFINS son contribuciones federales que pagan las compañías en Brasil y que tienen por objetivo financiar programas a los empleados, salud pública, asistencia social y la seguridad social, aplicados sobre los ingresos brutos de las compañías. El “imposto sobre circulação de mercadorias e serviços” (ICMS), es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte”. (ver Nota 24 y 35.3.b.25).

- b) La composición de otros pasivos no financieros al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Corrientes		No corrientes	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
<b>Otros pasivos no financieros</b>				
IVA Débito Fiscal y Otros Impuestos	230.395	286.816	48.266	57.009
Otros	36.209	33.939	68.695	54.259
<b>Total</b>	<b>266.604</b>	<b>320.755</b>	<b>116.961</b>	<b>111.268</b>



## 10. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

a) La composición de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Corrientes		No Corrientes	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
<b>Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto</b>	<b>3.924.946</b>	<b>4.243.413</b>	<b>643.923</b>	<b>617.218</b>
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	3.693.052	3.219.045	354.376	122.428
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto	584	-	8.214	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	231.310	1.024.368	281.333	494.790

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Corrientes		No Corrientes	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
<b>Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto</b>	<b>3.234.935</b>	<b>3.504.457</b>	<b>578.524</b>	<b>587.957</b>
Cuentas comerciales por cobrar, neto	3.008.544	2.576.458	289.361	99.876
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto	568	-	8.000	-
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	225.823	927.999	281.163	488.081

Detalle de otras cuentas por cobrar, neto (1)	Corrientes		No Corrientes	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Activos sectoriales Brasil (i)	-	557.504	-	166.040
Cuentas por cobrar "baja renta" (ii)	27.593	168.025	-	-
Cuentas proyecto VOSA (iii)	43.800	42.442	268.075	308.077
Cuentas por cobrar al personal	7.869	11.024	12.798	12.850
Anticipos a proveedores	28.441	21.226	-	-
Mecanismos de subsidios y contribuciones	33.545	27.133	-	-
Otras	84.575	100.645	290	1.114
<b>Total</b>	<b>225.823</b>	<b>927.999</b>	<b>281.163</b>	<b>488.081</b>

(i) 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 filiales 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 9 (2)), los saldos de activos y pasivos regulatorios que no se hubiesen recuperado o devuelto a través de los ciclos tarifarios también estarán sujetos a compensación o devolución por parte del Estado. Lo anterior implica que realización de estos activos o la liquidación de los pasivos no depende de la facturación que se logre efectuar a los clientes durante el periodo de concesión.

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

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

## CONTA-COVID

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2020, los montos recibidos por las filiales de Distribución Eléctrica en Brasil (presentados en el estado de flujo de efectivo consolidado, en la línea Otros cobros por actividades de operación), los cuales se registraron contra los correspondientes activos y pasivos sectoriales, se resumen como sigue:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

<b>CONTA COVID</b>	<b>al 31.12.2020</b>
Enel Distribución Sao Paulo	263.102
Enel Distribución Río	150.728
Enel Distribución Goiás	99.009
Enel Distribución Ceará	85.005
<b>Total</b>	<b>597.844</b>

Los incrementos tarifarios diferidos en este período se pagarán por los clientes en hasta 5 años, a partir de 2021, 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.

(ii) 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.

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

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 ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 11.1.

b) Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, 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\$		
<b>Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas</b>	<b>al 31.12.2020</b>	<b>al 31.12.2019</b>
Con antigüedad menor de tres meses	555.004	551.817
Con antigüedad entre tres y seis meses	92.337	95.451
Con antigüedad entre seis y doce meses	75.779	87.226
Con antigüedad mayor a doce meses	169.477	213.357
<b>Total</b>	<b>892.597</b>	<b>947.851</b>

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
<b>Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro</b>	<b>Corriente y no corriente</b>
<b>Saldo al 1 de enero de 2019</b>	<b>799.865</b>
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	159.250
Montos castigados	(168.889)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(22.009)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2019</b>	<b>768.217</b>
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	211.536
Montos castigados	(112.591)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(111.752)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2020</b>	<b>755.410</b>

(\*) Las pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales ascendieron a MUS\$ 211.536 al 31 de diciembre de 2020, lo que representa un incremento de un 32,8% respecto a la pérdida de MUS\$ 159.250 registrada durante el ejercicio 2019. Este incremento se origina principalmente por los efectos de mayor morosidad generados por COVID-19, principalmente proveniente de nuestras subsidiarias de distribución de Brasil, por un monto de MUS\$ 113.095, compensado por los efectos de conversión de las distintas monedas extranjeras con respecto al dólar por MUS\$ 62.278. Ver Nota 31.b) Pérdidas por deterioro de cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar.

### Castigos de deudores incobrables

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

d) Información adicional:

- > Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715 de la CMF, de fecha 3 de febrero de 2012, (taxonomía XBRL). Ver Anexo 2.
- > Información complementaria de Cuentas Comerciales. Ver Anexo 2.1.

## 11. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

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

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

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

### 11.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

#### a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

miles de dólares estadounidenses - MJS\$							Corriente		No corriente	
R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	-	145	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure And Network	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	543	119	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	Más de 90 días	-	254	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.003	1.027	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	-	38	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	243	421	-	-
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	16	17	-	-
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A.	Italia	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	-	4	-	-
Extranjera	Enel Green Power Argentina	Argentina	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	-	101	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	265	188	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1	36	-	-
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	1.289	1.288	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	29	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	86	115	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	46	53	-	-
Extranjera	Enel Energía S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	-	81	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	102	47	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	105	67	-	-
Extranjera	Energética Monzon S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	-	445	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	133	501	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	33	37	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	93	-	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	43	41	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	2.271	2.853	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	PEN	Venta de Energía	Menos de 90 días	-	8	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	Colombia	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	709	675	-	-
Extranjera	Enel X North America	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	325	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	7	13	32	68
Extranjera	Enel X Colombia	Colombia	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	2	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	430	882	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	-	97	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	7	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	2.377	1.792	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	222	46	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	802	746	-	-
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	92	15	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	2	2	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	3.208	2.682	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Peaje	Menos de 90 días	17	15	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Venta de Energía	Menos de 90 días	32.544	1.122	-	779
Extranjera	Enel X Argentina S.A.U.	Argentina	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	22	-	-	-
Extranjera	E-Distribute Muntenia	Italia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	58	-	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	141	-	-	-
<b>Total</b>							<b>46.950</b>	<b>16.369</b>	<b>32</b>	<b>847</b>

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Corriente		No corriente	
							al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	3.685	2.830	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	3.702	336	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	Menos de 90 días	252	-	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	67	57	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	BRL	Prest. Por pagar	Más de 90 días	145	-	144.391	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	US\$	Prest. Por pagar	Más de 90 días	150.269	-	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Más de 90 días	745	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	Argentina	Matriz Común	ARS	Dividendos	Menos de 90 días	-	18	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	217	221	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A	España	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	25	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	8	11	-	-
Extranjera	Enel Sole	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.116	1.259	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	31.107	33.938	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	2.348	2.167	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	16.858	-	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	-	1.117	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Compra de Materiales	Menos de 90 días	1.501	-	-	-
Extranjera	Enel S.P.A	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	9.063	8.504	-	-
Extranjera	Enel S.P.A	Italia	Matriz	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	51.334	50.841	-	-
Extranjera	Enel S.P.A	Italia	Matriz	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	3.417	-	-	-
Extranjera	Enel S.P.A	Italia	Matriz	CLP	Dividendos	Menos de 90 días	160.914	277.267	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	2.129	30.186	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	4	11.695	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	1.547	11.702	-	-
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	54	212	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.321	9.934	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	7.113	1.424	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	2.978	4.883	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	63	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	629	506	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	8.196	4.434	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	Menos de 90 días	942	-	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	3.967	2.350	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	304	1.462	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios informáticos	Menos de 90 días	785	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	2.586	1.958	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	1.394	1.295	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	-	223	-	-
Extranjera	Endesa Energia S.A	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	318	122	-	-
Extranjera	Endesa Energia S.A	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	87	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	15.279	3.581	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	6.755	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	892	547	-	-
Extranjera	Proyectos y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	220	141	-	-
Extranjera	Edistribución Redes Digitales, S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	704	464	-	-
Extranjera	Edistribución Redes Digitales, S.L.	España	Matriz Común	US\$	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	18	23	-	-
Extranjera	Cesi S.P.A	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	52	48	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	PEN	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.328	1.672	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	70	153	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	Colombia	Matriz Común	COP	Compra de Energía	Menos de 90 días	2.637	1.549	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia S.A.S	Colombia	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	16	7	-	-
Extranjera	Enel X North America	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1	38	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	163	229	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.583	3.237	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	2.126	3.518	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	631	806	-	-
Extranjera	Yacylec S.A	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	11	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	766	902	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	345	205	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	240	272	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	-	552	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	780	412	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	1.777	945	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	212	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	4	-	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	430	387	-	-
76.924.079-9	Enel X Chile S.P.A	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	Menos de 90 días	-	1	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Compra de Energía	Menos de 90 días	33.395	12.577	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	Menos de 90 días	1.182	931	-	-
Extranjera	Energética Monzon S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	Menos de 90 días	24	-	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	6.110	-	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	34.999	-	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	12.885	-	-	-
Extranjera	Servizio Elettrico Nazionale SpA	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	146	-	-	-
Extranjera	Enel X Argentina S.A.U.	Argentina	Matriz Común	ARS	Otros servicios	Menos de 90 días	3	-	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	EUR	Otros servicios	Menos de 90 días	510	-	-	-
<b>Total</b>							<b>597.122</b>	<b>494.511</b>	<b>144.391</b>	-

c) Transacciones significativas y sus efectos en resultados:

El detalle de las transacciones más significativas con entidades relacionadas no consolidables por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 son los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	2020	2019	2018
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Prestaciones de servicios de administración y otros	(7.158)	(7.707)	(8.138)
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	Gastos Financieros	(2.441)	(127.977)	(43.873)
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(7.418)	-	-
Extranjera	Enel Global Infrastructure and Network	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(30.448)	(16.685)	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(7.268)	(3.536)	(5.561)
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	54.158	1.134	24.333
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(147.841)	(93.299)	(126.627)
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Peajes de Electricidad	215	-	-
Extranjera	Grupo Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	(1.472)	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia SAS	Colombia	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	839	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	Otros Prestaciones de Servicios	1.993	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	Compra de Energía	(2.913)	-	-
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	Venta de Energía	66	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia SAS	España	Matriz Común	Compra de Energía	(8.483)	(7.156)	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(3.757)	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(758)	(12.278)	(12.211)
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	-	(6.778)	(4.158)
Extranjera	Enel S.P.A	Italia	Matriz	Otros servicios varios	(4.045)	(2.827)	(1.077)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Técnicos	(11.542)	(11.554)	(2.083)
Extranjera	Enel X.S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(2.852)	-	-
Extranjera	Proyectos y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	Otros Prestaciones de Servicios	(31)	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos	(7.051)	-	-

d) Transacciones significativas Enel Américas:

- > El 26 de septiembre de 2018, Enel Finance International NV formalizó con Enel Brasil, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 9.400 millones, el cual fue desembolsado el 5 de octubre de 2018, a una tasa fija de 7,676% anual, sin garantías, con amortización de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 2 de julio de 2019. Los fondos de esta financiación fueron usados para el prepago de las notas promisorias que mantenía Enel Brasil y Enel Sudeste emitidas para la compra de Eletropaulo, hoy Enel Distribución Sao Paulo. La deuda fue cancelada en su respectivo vencimiento, 2 de julio de 2019.
- > El 14 de diciembre de 2018, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Ceará, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 300 millones, el cual fue desembolsado el 18 de diciembre de 2018, a una tasa fija de 8% anual, sin garantías, con amortización de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 18 de diciembre de 2019 (plazo 1 año). Los fondos de esta financiación fueron usados para working capital y fue cancelada en su fecha de vencimiento.
- > El 14 de diciembre de 2018, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Sao Paulo, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 420 millones, el cual fue desembolsado el 18 de diciembre de 2018, a una tasa fija de 8% anual, sin garantías, con amortización de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 18 de diciembre de 2019 (plazo 1 año). Los fondos de esta financiación fueron usados para working capital y fue cancelada en su fecha de vencimiento.

- > El 20 de mayo de 2020, Enel Américas S.A. formalizó y utilizó en su totalidad, una línea de crédito comprometida revolving con Enel Finance International N.V. por un total de US\$150 millones, a una tasa de interés variable de Libor 1M, 3M o 6M más un margen 1,35%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 20 de mayo de 2021. Esta línea de crédito revolving no posee garantías. Al 31 de diciembre de 2020 esta línea se encuentra girada en su totalidad.
- > El 17 de junio de 2020, Enel Finance International NV formalizó con Enel Brasil S.A, un contrato de línea comprometida denominado en reales por un monto de BRL 800 millones a una tasa de interés variable con vencimiento al 12 de junio de 2021. Al 31 de diciembre de 2020 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.

## 11.2 Directorio y personal clave de la gerencia

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

El Directorio vigente al 31 de diciembre de 2020, corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 30 de abril de 2019, y está conformado por las siguientes personas:

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

El Sr. Livio Gallo, con fecha 9 de noviembre de 2020, renunció al cargo de Director de la Compañía, y hasta la fecha, el Directorio no ha nombrado a un reemplazante. De acuerdo con lo preceptuado por la Ley de Sociedades Anónimas (Ley 18.046), en la próxima Junta Ordinaria de Accionistas que celebre la Compañía se deberá renovar la totalidad del Directorio.

En sesión de Directorio del 29 de abril de 2016, fueron elegidos como Presidente del Directorio, don Francisco de Borja Acha Besga, como Vicepresidente del Directorio, don José Antonio Vargas Lleras, y como Secretario del Directorio, don Domingo Cruzat Amunátegui.

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

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

**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 subsidiarias 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 subsidiarias 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 ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Nombre	Cargo	2020			
			Período de desempeño	Directorio de Enel Américas	Directorio de filiales	Comité de Directores
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - diciembre 2020	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Vicepresidente	enero - diciembre 2020	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale	Director	enero - diciembre 2020	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo	Director	enero - noviembre 2020	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2020	143	-	47
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - diciembre 2020	143	-	47
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - diciembre 2020	143	-	47
<b>Total</b>				<b>429</b>	<b>-</b>	<b>141</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Nombre	Cargo	2019			
			Período de desempeño	Directorio de Enel Américas	Directorio de filiales	Comité de Directores
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - diciembre 2019	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Vicepresidente	enero - diciembre 2019	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale	Director	enero - diciembre 2019	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo	Director	enero - diciembre 2019	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2019	159	-	48
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - diciembre 2019	159	-	48
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - diciembre 2019	159	-	48
<b>Total</b>				<b>478</b>	<b>-</b>	<b>144</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Nombre	Cargo	2018			
			Período de desempeño	Directorio de Enel Américas	Directorio de filiales	Comité de Directores
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - diciembre 2018	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Vicepresidente	enero - diciembre 2018	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale	Director	enero - diciembre 2018	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo	Director	enero - diciembre 2018	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2018	166	-	50
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - diciembre 2018	163	-	50
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - diciembre 2018	166	-	50
<b>Total</b>				<b>495</b>	<b>-</b>	<b>150</b>

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

## 11.3 Retribución del personal clave de la gerencia

### a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

Personal clave de la gerencia		
RUT	Nombre	Cargo
Extranjero	Maurizio Bezzeccheri (1)	Gerente General
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\$

	2020	2019	2018
Remuneración	3.495	2.407	2.586
Beneficios a corto plazo para los empleados	148	106	21
Otros beneficios a largo plazo - IAS	7	-	-
<b>Total</b>	<b>3.650</b>	<b>2.513</b>	<b>2.607</b>

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

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

## 11.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

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

## 12. INVENTARIOS

La composición de los inventarios al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

<b>Clases de Inventarios</b>	<b>al 31.12.2020</b>	<b>al 31.12.2019</b>
Suministros para la producción	<b>26.685</b>	<b>35.589</b>
Petróleo	16.686	25.475
Carbón	9.999	10.114
Repuestos	53.013	32.145
Materiales eléctricos	391.735	328.505
<b>Total</b>	<b>471.433</b>	<b>396.239</b>

No existen inventarios como garantía de cumplimiento de deudas.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a MUS\$ 137.850, MUS\$ 277.117 y MUS\$ 226.843, respectivamente. Para un mayor detalle por tipo de combustible ver Nota 29.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

## 13. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS

- a) La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

<b>Activos por impuestos</b>	<b>al 31.12.2020</b>	<b>al 31.12.2019</b>
Pagos provisionales mensuales	118.609	98.158
Otros	9.271	9.163
<b>Total</b>	<b>127.880</b>	<b>107.321</b>

- b) La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

<b>Pasivos por Impuestos</b>	<b>Saldo al</b>	
	<b>al 31.12.2020</b>	<b>al 31.12.2019</b>
Impuesto a la renta	222.870	220.727
<b>Total</b>	<b>222.870</b>	<b>220.727</b>

## 14. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

### 14.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

- a. A continuación, se presenta un detalle de las inversiones del Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2020	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	Economía Hiperinflacionaria Argentina	al 31.12.2020
Extranjero	Yaclec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	33,33%	1.220	475	(345)	(252)	-	-	(103)	995
Extranjero	Sacme S.A.	Asociada	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
<b>Total</b>						<b>1.978</b>	<b>3.133</b>	<b>(1.857)</b>	<b>(471)</b>	<b>-</b>	<b>(455)</b>	<b>(55)</b>	<b>2.273</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2019	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	Economía Hiperinflacionaria Argentina	al 31.12.2019
Extranjero	Yaclec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	33,33%	556	(227)	-	(362)	-	668	585	1.220
Extranjero	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	50,00%	236	20	(62)	(87)	-	-	79	186
Extranjero	Central Térmica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	868	117	(631)	(322)	-	-	-	32
Extranjero	Central Térmica San Martín	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%	931	165	(501)	(346)	-	-	-	249
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	40,90%	5	508	(220)	(2)	-	-	-	291
<b>Total</b>						<b>2.596</b>	<b>583</b>	<b>(1.414)</b>	<b>(1.119)</b>	<b>-</b>	<b>668</b>	<b>664</b>	<b>1.978</b>

(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 Térmica San Martín. Esta situación originó que el Grupo perdiera su influencia significativa en las mismas (ver Nota 35.6).

Producto de lo anterior, el Grupo reclasificó estas inversiones como activos financieros a valor razonable con cambios en resultados, generando un ingreso financiero de MUS\$ 24.893 al cierre de 2020 (ver Nota 33).

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

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación, se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2020 y 2019 de los estados financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

miles de dólares estadounidenses - MUSS										
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

  

miles de dólares estadounidenses - MUSS										
al 31.12.2019										
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%	4.831	1.323	932	1.562	3.085	(4.155)	(1.070)	(1.585)	(2.655)

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

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

## 15. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

A continuación, se presentan los saldos de los activos intangibles distintos de la plusvalía al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Bruto	al 31.12.2020	al 31.12.2019
<b>Activos Intangibles, Bruto</b>	<b>8.525.990</b>	<b>10.206.344</b>
Servidumbre y Derechos de Agua	50.415	47.752
Concesiones	8.042.389	9.787.352
Costos de Desarrollo	14.544	14.494
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	44.596	46.644
Programas Informáticos	372.455	308.336
Otros Activos Intangibles Identificables	1.591	1.766

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Amortización y Deterioro	al 31.12.2020	al 31.12.2019
<b>Amortización Acumulada y Deterioro del Valor</b>	<b>(4.001.164)</b>	<b>(4.678.465)</b>
Servidumbre y Derechos de Agua	(16.969)	(16.265)
Concesiones	(3.807.526)	(4.505.624)
Costos de Desarrollo	(9.708)	(9.948)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(23.499)	(21.154)
Programas Informáticos	(141.994)	(123.906)
Otros Activos Intangibles Identificables	(1.468)	(1.568)

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Neto	al 31.12.2020	al 31.12.2019
<b>Activos Intangibles, Netos</b>	<b>4.524.826</b>	<b>5.527.879</b>
Servidumbre y Derechos de Agua	33.446	31.487
Concesiones Neto (1)	4.234.863	5.281.728
Costos de Desarrollo	4.836	4.546
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	21.097	25.490
Programas Informáticos	230.461	184.430
Otros Activos Intangibles Identificables	123	198

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Empresa Titular de la Concesión	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Enel Distribución Río S.A. (*)	534.325	688.901
Enel Distribución Ceará S.A. (*)	434.656	543.441
Enel Distribución Goiás S.A. (*)	1.240.641	1.457.864
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (*)	1.965.083	2.591.522
EGP Cachoeira Dourada S.A.	60.158	-
<b>TOTAL</b>	<b>4.234.863</b>	<b>5.281.728</b>

(\*) 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 los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, 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
<b>Saldo inicial al 01.01.2020</b>	<b>4.546</b>	<b>31.487</b>	<b>5.281.728</b>	<b>25.490</b>	<b>184.430</b>	<b>198</b>	<b>5.527.879</b>
<b>Movimientos en activos intangibles identificables</b>							
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)
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	<b>488</b>	<b>4.688</b>	<b>(996)</b>	<b>461</b>	<b>(4.641)</b>	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	488	4.688	(996)	461	(4.641)	-	-
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	-	-	<b>(16.522)</b>	-	-	-	<b>(16.522)</b>
Retiros de servicio	-	-	(16.522)	-	-	-	(16.522)
Hiperinflación Argentina	-	-	37	-	9.991	-	10.028
Otros incrementos (disminuciones)	211	-	(217.784)	-	8.317	-	(209.256)
<b>Total movimientos en activos intangibles identificables</b>	<b>290</b>	<b>1.959</b>	<b>(1.046.865)</b>	<b>(4.393)</b>	<b>46.031</b>	<b>(75)</b>	<b>(1.003.053)</b>
<b>Saldo final al 31.12.2020</b>	<b>4.836</b>	<b>33.446</b>	<b>4.234.863</b>	<b>21.097</b>	<b>230.461</b>	<b>123</b>	<b>4.524.826</b>

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
<b>Saldo inicial al 01.01.2019</b>	<b>4.255</b>	<b>43.235</b>	<b>5.637.387</b>	<b>14.118</b>	<b>128.218</b>	<b>76</b>	<b>5.827.289</b>
<b>Movimientos en activos intangibles identificables</b>							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	13	178	601.792	1.042	83.051	-	686.076
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	38	(187)	(202.951)	(85)	(8.651)	-	(211.836)
Amortización	(387)	(1.181)	(437.962)	(3.486)	(22.429)	(62)	(465.507)
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	-	<b>1.804</b>	-	<b>(5.040)</b>	<b>3.236</b>	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	1.804	-	(5.040)	3.236	-	-
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	-	-	<b>(15.675)</b>	-	-	-	<b>(15.675)</b>
Retiros de servicio	-	-	(15.675)	-	-	-	(15.675)
Hiperinflación Argentina	-	-	-	-	7.391	-	7.391
Otros incrementos (disminuciones)	627	(12.362)	(300.863)	18.941	(6.386)	184	(299.859)
<b>Total movimientos en activos intangibles identificables</b>	<b>291</b>	<b>(11.748)</b>	<b>(355.659)</b>	<b>11.372</b>	<b>56.212</b>	<b>122</b>	<b>(299.410)</b>
<b>Saldo final al 31.12.2019</b>	<b>4.546</b>	<b>31.487</b>	<b>5.281.728</b>	<b>25.490</b>	<b>184.430</b>	<b>198</b>	<b>5.527.879</b>

Al 31 de diciembre de 2020, las principales adiciones a activos intangibles por concesiones por MUS\$ 738.387 provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Sao Paulo S.A. y Enel Distribución Goiás sobre inversiones en redes y extensiones para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, las cuales se registran en el rubro de concesiones, de acuerdo a CINIIF 12 (Ver Nota 3.d.1). Al 31 de diciembre de 2019, las principales adiciones a activos intangibles por un total de MUS\$ 601.792 provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. Enel Distribución Sao Paulo S.A. y Enel Distribución Goiás.

Las adiciones de activos intangibles por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019 fueron de MUS\$821.375 y MUS\$ 686.076, respectivamente.

La amortización de activos intangibles ascendió a MUS\$ 376.465, MUS\$ 449.463, y MUS\$ 351.114 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente, la cual se presenta neta de impuestos PIS y COFINS en las subsidiarias brasileñas.

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 ascendió a MUS\$ 1.185, MUS\$ 7.611 y MUS\$ 14.407, respectivamente (Ver Nota 33). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 4,98%, 9,27 y 8,95% al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, respectivamente.

Durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso en el rubro de concesiones por un monto de MUS\$ 76.470, MUS\$ 89.154 y MUS\$ 82.662, respectivamente.

No existen pérdidas por deterioro reconocidas al 31 de diciembre de 2020 y 2019. De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrados al 31 de diciembre de 2020 y 2019. Ver Nota 3.e).

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, la Sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

## 16. PLUSVALÍA

A continuación, se presenta el detalle de la plusvalía por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

miles de dólares estadounidenses - MU\$S

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial al 01.01.2019	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Hiperinflación Argentina	Saldo Final al 31.12.2019	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Hiperinflación Argentina	Saldo Final al 31.12.2020
Enel Distribución Río S.A.	Enel Distribución Río S.A.	219.380	(8.013)	-	211.367	(47.672)	-	163.695
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	13.343	(152)	-	13.191	(529)	-	12.662
Enel Generación El Chocón S.A.	Enel Generación El Chocón S.A.	26.255	(9.741)	8.858	25.372	(7.299)	6.530	24.603
Enel Distribución Perú S.A.	Enel Distribución Perú	68.347	1.300	-	69.647	(5.801)	-	63.846
EGP Cachoeira Dourada S.A.	EGP Cachoeira Dourada S.A.	80.441	(2.938)	-	77.503	(17.480)	-	60.023
Enel Generación Perú S.A.	Enel Generación Perú	128.643	2.447	-	131.090	(10.918)	-	120.172
Emgesa S.A. E.S.P.	Emgesa S.A. E.S.P.	5.902	(67)	-	5.835	(234)	-	5.601
Enel Perú S.A.	Enel Distribución Perú	20	3	-	23	(3)	-	20
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	1.021	(37)	-	984	(222)	-	762
Enel Distribución Ceará S.A.	Enel Distribución Ceará S.A.	110.429	(4.033)	-	106.396	(23.997)	-	82.399
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Enel Distribución Sao Paulo	551.789	(20.154)	-	531.635	(119.906)	-	411.729
<b>Total</b>		<b>1.205.570</b>	<b>(41.385)</b>	<b>8.858</b>	<b>1.173.043</b>	<b>(234.061)</b>	<b>6.530</b>	<b>945.512</b>

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 31 de diciembre de 2020 (Ver Nota 3.e).

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

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

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

### 2.- Enel Distribución Ceará S.A.

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



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

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

### **4.- Enel Generación El Chocón S.A.**

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

### **5.- Enel Distribución Perú S.A.A.**

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

### **6.- EGP Cachoeira Dourada S.A.**

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

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

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

### **8.- Emgesa S.A. E.S.P.**

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

### **9.- Enel Distribución Sao Paulo S.A.**

Con fecha 7 de junio de 2018, nuestra subsidiaria Enel Brasil adquirió participación accionaria en Eletropaulo Metropolitana de Electricidade de Sao Paulo S.A. (actualmente Enel Distribución Sao Paulo S.A.) (ver Nota 6.1).

## 17. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación, se presentan los saldos de las propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	al 31.12.2020	al 31.12.2019
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Bruto</b>	<b>15.691.168</b>	<b>15.957.450</b>
Construcción en Curso	1.107.981	1.189.709
Terrenos	158.894	163.522
Edificios	479.161	493.914
Plantas y Equipos de Generación	6.894.543	6.942.941
Infraestructura de Red	6.647.840	6.743.394
Instalaciones Fijas y Accesorios	402.749	423.970

  

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	al 31.12.2020	al 31.12.2019
<b>Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo</b>	<b>(7.336.496)</b>	<b>(7.194.012)</b>
Edificios	(225.850)	(236.767)
Plantas y Equipos de Generación	(3.509.839)	(3.357.348)
Infraestructura de Red	(3.379.182)	(3.374.311)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(221.625)	(225.586)

  

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	al 31.12.2020	al 31.12.2019
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Neto</b>	<b>8.354.672</b>	<b>8.763.438</b>
Construcción en Curso	1.107.981	1.189.709
Terrenos	158.894	163.522
Edificios	253.311	257.147
Plantas y Equipos de Generación	3.384.704	3.585.593
Infraestructura de Red	3.268.658	3.369.083
Instalaciones Fijas y Accesorios	181.124	198.384

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, han sido los siguientes:

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
<b>Saldo inicial al 01.01.2020</b>	<b>1.189.709</b>	<b>163.522</b>	<b>257.147</b>	<b>3.585.593</b>	<b>3.369.083</b>	<b>198.384</b>	<b>8.763.438</b>
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)	(23.284)	(445.251)
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	<b>(483.505)</b>	<b>2.076</b>	<b>23.769</b>	<b>159.526</b>	<b>276.955</b>	<b>21.179</b>	<b>-</b>
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(483.505)	2.076	23.769	159.526	276.955	21.179	-
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	<b>-</b>	<b>(79)</b>	<b>-</b>	<b>(2.961)</b>	<b>(5.035)</b>	<b>(3.916)</b>	<b>(11.991)</b>
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)
<b>Total movimientos</b>	<b>(81.728)</b>	<b>(4.628)</b>	<b>(3.836)</b>	<b>(200.889)</b>	<b>(100.425)</b>	<b>(17.260)</b>	<b>(408.766)</b>
<b>Saldo final al 31.12.2020</b>	<b>1.107.981</b>	<b>158.894</b>	<b>253.311</b>	<b>3.384.704</b>	<b>3.268.658</b>	<b>181.124</b>	<b>8.354.672</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos Período 2019	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
<b>Saldo inicial al 01.01.2019</b>	<b>1.059.070</b>	<b>163.660</b>	<b>137.455</b>	<b>3.722.183</b>	<b>3.226.015</b>	<b>195.089</b>	<b>8.503.472</b>
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	775.595	414	907	3.558	-	15.418	795.892
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(156.075)	(5.955)	(10.400)	(145.309)	(387.169)	(2.993)	(707.901)
Depreciación	-	-	(14.011)	(227.473)	(193.738)	(23.006)	(458.228)
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del período	-	-	(1.307)	-	-	-	(1.307)
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	<b>(677.665)</b>	<b>1.865</b>	<b>18.298</b>	<b>205.682</b>	<b>430.453</b>	<b>21.367</b>	<b>-</b>
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(677.665)	1.865	18.298	205.682	430.453	21.367	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(677.665)	1.865	18.298	205.682	430.453	21.367	-
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	<b>-</b>	<b>(855)</b>	<b>(5.180)</b>	<b>-</b>	<b>(7.416)</b>	<b>(3.428)</b>	<b>(16.879)</b>
Disposiciones	-	(794)	(412)	-	-	-	(1.206)
Retiros	-	(61)	(4.768)	-	(7.416)	(3.428)	(15.673)
Hiperinflación Argentina	163.990	4.731	9.150	75.860	340.626	19.819	614.176
Otros incrementos (disminución)	24.794	(338)	122.235	(48.908)	(39.688)	(23.882)	34.213
<b>Total movimientos</b>	<b>130.639</b>	<b>(138)</b>	<b>119.692</b>	<b>(136.590)</b>	<b>143.068</b>	<b>3.295</b>	<b>259.966</b>
<b>Saldo final al 31.12.2019</b>	<b>1.189.709</b>	<b>163.522</b>	<b>257.147</b>	<b>3.585.593</b>	<b>3.369.083</b>	<b>198.384</b>	<b>8.763.438</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\$ 606.563 y MUS\$ 795.892 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente.

En el negocio de generación destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado e hidroeléctricas en las subsidiarias Enel Generación Perú S.A., Emgesa y Enel Generación Costanera que implicaron adiciones al 31 de diciembre de 2020 por MUS\$ 163.418 (al 31 de diciembre 2019 destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado e hidroeléctricas en las subsidiarias Enel Generación Perú S.A., Emgesa y Enel Generación Costanera por MUS\$ 221.257), 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\$ 442.833 al 31 de diciembre de 2020 (MUS\$ 551.787 al 31 de diciembre 2019).

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 ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 ascendió a MUS\$ 6.376, MUS\$ 8.092 y MUS\$ 4.922, respectivamente (Ver Nota 33). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 6,04%, 7,49 y 7,25% al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, 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 ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 ascendió a MUS\$ 70.681, MUS\$ 92.411 y MUS\$ 95.335, respectivamente.

## c) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de diciembre de 2020, compromisos de adquisición de bienes de activo fijo por MUS\$ 1.078.846 (MUS\$ 986.935 al 31 de diciembre de 2019) (Incluye compromisos de adquisición de intangibles de nuestras subsidiarias de distribución de Brasil).

ii) Al 31 de diciembre de 2020, el monto de propiedad, planta y equipo del Grupo gravados como garantía de pasivos es de MUS\$ 104.577 (MUS\$ 114.699 al 31 de diciembre de 2019) (Ver Nota 35.1).

iii) La Sociedad y sus subsidiarias extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000 millones (MUS\$ 1.226.950), incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente la empresa cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de MM€400 (MUS\$ 490.780). 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.

## 18. ACTIVOS POR DERECHO DE USO

### a) Activos por derecho de uso

El detalle de los activos por derecho de uso por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, corresponden a los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos Período 2020	Terrenos	Edificios, Neto	Otras Plantas y Equipos, Neto	Activos por derechos de Uso, Neto
<b>Saldo inicial al 01.01.2020</b>	<b>3.023</b>	<b>66.858</b>	<b>185.918</b>	<b>255.799</b>
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
<b>Total movimientos</b>	<b>13.410</b>	<b>(21.280)</b>	<b>(25.509)</b>	<b>(33.379)</b>
<b>Saldo final al 31.12.2020</b>	<b>16.433</b>	<b>45.578</b>	<b>160.409</b>	<b>222.420</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos Período 2019	Terrenos	Edificios, Neto	Otras Plantas y Equipos, Neto	Activos por derechos de Uso, Neto
<b>Saldo inicial al 01.01.2019 antes de la aplicación NIIF 16</b>	<b>-</b>	<b>1.424</b>	<b>181.931</b>	<b>183.355</b>
Efectos primera aplicación NIIF 16	3.448	50.840	17.538	71.826
<b>Saldo inicial al 01.01.2019</b>	<b>3.448</b>	<b>52.264</b>	<b>199.469</b>	<b>255.181</b>
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(90)	(1.328)	1.557	139
Depreciación	(618)	(13.049)	(27.111)	(40.778)
Otros incrementos (disminución)	283	28.971	12.003	41.257
<b>Total movimientos</b>	<b>(425)</b>	<b>14.594</b>	<b>(13.551)</b>	<b>618</b>
<b>Saldo final al 31.12.2019</b>	<b>3.023</b>	<b>66.858</b>	<b>185.918</b>	<b>255.799</b>

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 los principales activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento son los siguientes:

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

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2020			al 31.12.2019		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
Hasta un año	56.509	5.017	51.492	88.847	7.203	81.644
Más de un año y no más de dos años	32.680	4.718	27.962	49.187	6.478	42.709
Más de dos años y no más de tres años	16.395	3.454	12.941	31.187	4.946	26.241
Más de tres años y no más de cuatro años	12.393	2.818	9.575	17.065	3.392	13.673
Más de cuatro años y no más de cinco años	11.798	2.073	9.725	10.055	2.128	7.927
Más de cinco años	36.747	5.882	30.865	20.318	2.243	18.075
<b>Total</b>	<b>166.522</b>	<b>23.962</b>	<b>142.560</b>	<b>216.659</b>	<b>26.390</b>	<b>190.269</b>

#### b) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

El estado de resultados consolidados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 incluyen gastos de MUS\$ 10.641 y MUS\$ 10.341, respectivamente, correspondientes a pagos por arrendamientos de corto plazo por un monto de MUS\$ 3.046 en 2020 y MUS\$ 4.040 en 2019, arrendamientos de activos subyacentes de bajo valor de MUS\$ 1.281 en 2020 y MUS\$ 226 en 2019 y arrendamientos variables de MUS\$ 6.314 en 2020 y MUS\$ 6.075 en 2019, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16 (ver Nota 3.f).

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Hasta un año	196	866
Más de un año y no más de dos años	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	-	-
<b>Total</b>	<b>1.477</b>	<b>866</b>

## 19. IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS

### a) Impuesto a las ganancias

A continuación, se presentan los componentes del impuesto a las ganancias, correspondiente a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

<b>(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores</b>	<b>2020</b>	2019	2018
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(559.077)	(676.112)	(697.569)
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)	8.956	7.426	20.104
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	4.250	23.419	7.692
(Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (relacionado con coberturas de flujos de efectivo)	18	845	(894)
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	-	-	(20)
<b>Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente</b>	<b>(545.853)</b>	<b>(644.422)</b>	<b>(670.687)</b>
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(20.707)	415.513	228.093
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	(7.437)	4.662
<b>Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos</b>	<b>(20.707)</b>	<b>408.076</b>	<b>232.755</b>
<b>Gasto por impuestos a las ganancias</b>	<b>(566.560)</b>	<b>(236.346)</b>	<b>(437.932)</b>

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 ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

<b>Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables</b>	<b>Tasa</b>	<b>2020</b>	<b>Tasa</b>	<b>2019</b>	<b>Tasa</b>	<b>2018</b>
<b>RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS</b>		<b>1.747.812</b>		<b>2.406.109</b>		<b>2.104.990</b>
<b>Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable</b>	<b>(27,00%)</b>	<b>(471.909)</b>	<b>(27,00%)</b>	<b>(649.649)</b>	<b>(27,00%)</b>	<b>(568.347)</b>
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(4,67%)	(81.699)	(5,23%)	(125.912)	(6,64%)	(139.772)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	5,41%	94.578	26,32%	633.125	19,15%	402.989
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(6,40%)	(111.780)	(4,57%)	(109.892)	(6,90%)	(145.156)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas		-	(0,31%)	(7.437)	0,22%	4.662
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	0,24%	4.250	0,97%	23.419	0,37%	7.692
<b>Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables</b>	<b>(5,42%)</b>	<b>(94.651)</b>	<b>17,18%</b>	<b>413.303</b>	<b>6,20%</b>	<b>130.415</b>
<b>(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias</b>	<b>(32,42%)</b>	<b>(566.560)</b>	<b>(9,82%)</b>	<b>(236.346)</b>	<b>(20,80%)</b>	<b>(437.932)</b>

Las principales diferencias temporarias se encuentran detalladas a continuación:

## b) Impuestos diferidos

La siguiente tabla muestra los saldos de los activos y pasivos por impuestos diferidos presentados en el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Activos/(Pasivos) por Impuestos Diferidos	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
Depreciaciones	17.717	(448.711)	25.659	(508.172)
Amortizaciones	4.161	(16.505)	6.158	(22.213)
Obligaciones por beneficios post-empleo	498.424	-	552.760	(154)
Revaluaciones de instrumentos financieros	2.274	(31.883)	1.211	(11.626)
Pérdidas fiscales	209.339	-	281.080	-
Provisiones	<b>630.331</b>	<b>(205.151)</b>	<b>636.653</b>	<b>(237.040)</b>
Provisión Contingencias Civiles	247.400	-	241.520	-
Provisión Contingencias Trabajadores	28.467	-	36.878	-
Provisión cuentas incobrables	121.764	-	122.104	-
Provisión cuentas de Recursos Humanos	18.724	-	16.339	-
Activos financieros CINIIF 12	-	(194.045)	-	(207.425)
Otras Provisiones	213.976	(11.106)	219.812	(29.615)
Otros Impuestos Diferidos	<b>197.727</b>	<b>(476.294)</b>	<b>194.989</b>	<b>(474.925)</b>
Amortización PPA - (Enel Distribución Goiás)	-	(75.497)	-	(105.236)
Ajuste por inflación - Argentina	-	(289.158)	-	(285.210)
Otros Impuestos Diferidos	197.727	(111.639)	194.989	(84.479)
<b>Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos antes de compensación</b>	<b>1.559.973</b>	<b>(1.178.544)</b>	<b>1.698.510</b>	<b>(1.254.130)</b>
Compensación de activos/(pasivos) por impuestos diferidos	(565.591)	565.591	(610.276)	610.276
<b>Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos después de compensación</b>	<b>994.382</b>	<b>(612.953)</b>	<b>1.088.234</b>	<b>(643.854)</b>

El origen y movimientos de los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	Saldo neto al 01.01.2019	Movimientos				Saldo neto al 31.12.2019
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
Depreciaciones	(349.781)	(38.520)	-	82.756	(176.968)	<b>(482.513)</b>
Amortizaciones	(17.194)	119	-	(308)	1.328	<b>(16.055)</b>
Obligaciones por beneficios post-empleo	373.951	(1.962)	195.098	(17.182)	2.701	<b>552.606</b>
Revaluaciones de instrumentos financieros	(5.074)	1.339	(1.320)	(162)	(5.198)	<b>(10.415)</b>
Pérdidas fiscales	258.589	1.481	-	(10.630)	31.640	<b>281.080</b>
Provisiones	<b>593.249</b>	<b>(112.506)</b>	-	<b>(30.273)</b>	<b>(50.857)</b>	<b>399.613</b>
Provisión Contingencias Civiles	256.544	(46.541)	-	(11.377)	42.894	<b>241.520</b>
Provisión Contingencias Trabajadores	32.360	146	-	116	4.256	<b>36.878</b>
Provisión cuentas incobrables	235.875	7.096	-	(9.042)	(11.825)	<b>122.104</b>
Provisión cuentas de Recursos Humanos	14.730	680	-	(223)	1.152	<b>16.339</b>
Activos financieros CINIIF 12	(196.683)	(36.402)	-	12.177	13.483	<b>(207.425)</b>
Otras Provisiones	250.423	(37.485)	-	(21.924)	(817)	<b>190.197</b>
Otros Impuestos Diferidos	<b>(966.773)</b>	<b>558.125</b>	-	<b>37.743</b>	<b>90.969</b>	<b>(279.936)</b>
Amortización PPA - (Enel Distribución Goiás y Sao Paulo)	(682.399)	563.517	-	13.646	-	<b>(105.236)</b>
Ajuste por inflación - Argentina	(265.047)	370	-	629	(21.162)	<b>(285.210)</b>
Otros Impuestos Diferidos	(19.327)	(5.762)	-	23.468	112.131	<b>110.510</b>
<b>Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos</b>	<b>(113.033)</b>	<b>408.076</b>	<b>193.778</b>	<b>61.944</b>	<b>(106.385)</b>	<b>444.380</b>



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

- c) Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de MUS\$ 44.296 (MUS\$ 37.442 al 31 de diciembre de 2019) (Ver Nota 3.p).

En relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias, el Grupo Enel Américas, no ha reconocido pasivos por impuestos diferidos asociados con utilidades no distribuidas, considerando que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporarias imponibles, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2020 asciende a MUS \$2.839.057 (MUS\$ 3.427.371 al 31 de diciembre de 2019). Por otra parte, tampoco se han registrado activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles relacionadas con inversiones en subsidiarias para las cuales no se espera que reviertan en un futuro previsible o no se disponga de ganancias fiscales para su utilización. Al 31 de diciembre de 2020, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a MUS\$ 4.213.400 (MUS\$ 2.362.974 al 31 diciembre de 2019).

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

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

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

A continuación, se detallan los efectos por impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales atribuibles tanto a los propietarios de la controladora como a las participaciones no controladoras por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	2020			2019			2018		
	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	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	(10)	-	(10)	(598)	-	(598)	(458)	-	(458)
Cobertura de Flujos de efectivo	(12.976)	5.038	(7.938)	5.906	(2.165)	3.741	(2.727)	1.364	(1.373)
Diferencias de cambio por conversión	(2.249.915)	-	(2.249.915)	(765.005)	-	(765.005)	(1.575.134)	-	(1.575.134)
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	(476.805)	161.766	(315.039)	(576.143)	195.098	(381.045)	(177.527)	59.684	(117.843)
<b>Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio</b>	<b>(2.739.706)</b>	<b>166.804</b>	<b>(2.572.902)</b>	<b>(1.335.840)</b>	<b>192.933</b>	<b>(1.142.907)</b>	<b>(1.755.846)</b>	<b>61.038</b>	<b>(1.694.808)</b>

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	2020	2019	2018
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales	166.386	193.778	60.144
Impuestos Corrientes sobre movimientos de reservas por coberturas de flujos de efectivo (hedge de ingresos, derivados)	(18)	(845)	894
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas en planes de beneficios definidos	436	-	-
<b>Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral</b>	<b>166.804</b>	<b>192.933</b>	<b>61.038</b>

- 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 reviertan las diferencias (31% para el 2021 y 30% a partir del 2022), siempre que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán en el futuro y además para el activo, que en ese momento se generará suficiente renta gravable.

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

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

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

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

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

- f) Con fecha 6 de noviembre de 2019, luego de la aprobación de una junta extraordinaria de accionistas, Enel Distribución Sao Paulo fusionó los activos y pasivos de su controladora Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. ("Enel Sudeste"). Dentro de los activos de la fusión, se incluyen montos relacionados con los intangibles de la concesión, como así mismo, el reconocimiento del pasivo por impuesto diferido sobre los intangibles de la concesión antes señalada (ver nota 6.2). Una vez efectuada la fusión, se procedió a revertir 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.

## 20. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

El saldo de otros pasivos financieros al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Otros pasivos financieros	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Préstamos que devengan intereses	1.815.160	3.837.697	1.397.187	4.780.797
Instrumentos derivados de cobertura (*)	6.730	9	9.500	1.036
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	3.240	-	1.720	-
<b>Total</b>	<b>1.825.130</b>	<b>3.837.706</b>	<b>1.408.407</b>	<b>4.781.833</b>

(\*) Ver Nota 23.2.a

(\*\*) Ver Nota 23.2.b

### a) Préstamos que devengan intereses.

El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos que devengan intereses al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Clases de Préstamos que Devengan Intereses	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Préstamos bancarios garantizados	235.404	247.150	258.976	585.107
Préstamos bancarios no garantizados	927.075	149.057	447.954	37.173
Obligaciones con el público no garantizadas	409.087	2.864.794	264.634	3.357.885
Obligaciones con el público garantizadas	154.955	395.289	395.987	696.529
Otros préstamos	88.639	181.407	29.636	104.103
<b>Total</b>	<b>1.815.160</b>	<b>3.837.697</b>	<b>1.397.187</b>	<b>4.780.797</b>

El desglose por monedas y vencimientos de los préstamos bancarios al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

### -Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31.12.2020	
					Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2020	Vencimiento						
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Chile	US\$	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
<b>Total</b>					<b>482.464</b>	<b>680.015</b>	<b>1.162.479</b>	<b>245.924</b>	<b>76.202</b>	<b>33.137</b>	<b>19.690</b>	<b>21.254</b>	<b>396.207</b>	

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31.12.2019
					Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2019	Vencimiento					
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	4,99%	2,67%	Sin Garantía	-	351.820	351.820	-	-	-	-	-	-
Chile	CLP	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	1	-	-	-	-	-	-
Peru	PEN	4,16%	4,10%	Sin Garantía	-	-	-	22.614	-	-	-	-	22.614
Brasil	US\$	4,44%	4,16%	Con Garantía	7.281	151.859	159.140	318.251	148.012	-	2.786	-	469.049
Brasil	BRL	6,70%	6,60%	Con Garantía	7.458	92.378	99.836	27.916	26.338	15.975	10.576	35.253	116.058
Brasil	US\$	4,66%	4,65%	Sin Garantía	495	60.534	61.029	-	-	-	-	-	-
Brasil	BRL	6,53%	6,52%	Sin Garantía	876	-	876	-	-	-	-	-	-
Colombia	COP	5,73%	5,61%	Sin Garantía	1.396	32.832	34.228	7.524	3.575	1.038	1.038	1.384	14.559
<b>Total</b>					<b>17.507</b>	<b>689.423</b>	<b>706.930</b>	<b>376.305</b>	<b>177.925</b>	<b>17.013</b>	<b>14.400</b>	<b>36.637</b>	<b>622.280</b>

### - Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos bancarios al 31 de diciembre de 2020 asciende a MUS\$ 1.552.781 (MUS\$ 1.309.690 al 31 de diciembre de 2019). En ambos ejercicios los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (ver Nota 3.h).





b) Obligaciones con el Público No Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público No Garantizadas al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

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

miles de dólares estadounidenses - MU\$													
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31.12.2020	
				Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2020	Vencimiento						
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Chile	US\$	5,30%	Sin Garantía	-	4.405	4.405	-	-	-	-	-	588.112	588.112
Chile	UF	5,75%	Sin Garantía	-	7.103	7.103	3.611	-	-	-	-	-	3.611
Peru	US\$	6,34%	Sin Garantía	-	275	275	-	-	-	-	-	10.017	10.017
Peru	PEN	6,24%	Sin Garantía	3.531	29.344	32.875	31.787	44.225	42.126	38.697	161.837	-	318.672
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
<b>Total</b>				<b>254.029</b>	<b>155.058</b>	<b>409.087</b>	<b>356.954</b>	<b>330.272</b>	<b>606.092</b>	<b>351.986</b>	<b>1.219.490</b>		<b>2.864.794</b>

miles de dólares estadounidenses - MU\$													
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31.12.2019	
				Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2019	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	-	4.471	4.471	-	-	-	-	-	586.224	586.224
Chile	UF	5,75%	Sin Garantía	-	6.228	6.228	6.543	3.223	-	-	-	-	9.766
Peru	US\$	6,06%	Sin Garantía	418	10.002	10.420	-	-	-	-	-	10.001	10.001
Peru	PEN	6,26%	Sin Garantía	3.992	41.588	45.580	30.152	34.675	48.244	45.954	218.755	-	377.780
Brasil	BRL	7,33%	Sin Garantía	61.962	2.064	64.026	43.503	85.696	240.094	298.609	316.363	-	984.265
Colombia	COP	7,71%	Sin Garantía	33.128	100.781	133.909	307.641	264.755	232.874	134.501	450.078	-	1.389.849
<b>Total</b>				<b>99.500</b>	<b>165.134</b>	<b>264.634</b>	<b>387.839</b>	<b>388.349</b>	<b>521.212</b>	<b>479.064</b>	<b>1.581.421</b>		<b>3.357.885</b>







c) Obligaciones con el Público Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público Garantizadas al 31 de diciembre de 2020 y 2019, 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 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
<b>Total</b>				<b>3.478</b>	<b>151.477</b>	<b>154.955</b>	<b>149.733</b>	<b>150.272</b>	<b>16.027</b>	<b>16.027</b>	<b>63.230</b>	<b>395.289</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$				Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31.12.2019
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2019	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		11.275	384.712	395.987	194.043	192.045	192.727	19.628	98.086	696.529
<b>Total</b>				<b>11.275</b>	<b>384.712</b>	<b>395.987</b>	<b>194.043</b>	<b>192.045</b>	<b>192.727</b>	<b>19.628</b>	<b>98.086</b>	<b>696.529</b>

- Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas por Deudor

miles de dólares estadounidenses - MUS\$										Corriente					No Corriente					
RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento		al 31.12.2020					Total No Corriente				
										Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años			
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	DEBENTURES 1ª EMISSÃO (EGVG11) - 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	8,24%	8,23%	Anual	727	10.570	11.297	10.620	10.595	10.595	10.595	10.595	41.778	84.183	
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	DEBENTURES 1ª EMISSÃO (EGVG21) - 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	8,22%	8,21%	Anual	317	5.495	5.812	5.432	5.446	5.432	5.432	5.432	21.452	43.194	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBENTURES - 23ª EMISSÃO 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	3,02%	3,01%	Al Vencimiento	758	135.412	136.170	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBENTURES - 23ª EMISSÃO 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	3,10%	3,08%	Anual	1.676	-	1.676	133.681	134.231	-	-	-	-	-	267.912
<b>Total</b>										<b>3.478</b>	<b>151.477</b>	<b>154.955</b>	<b>149.733</b>	<b>150.272</b>	<b>16.027</b>	<b>16.027</b>	<b>63.230</b>	<b>395.289</b>		

miles de dólares estadounidenses - MUS\$										Corriente					No Corriente				
RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento		al 31.12.2019					Total No Corriente			
										Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	DEBENTURES 9ª EMISSÃO (AMPL19)	Brasil	BRL	6,80%	6,78%	Al Vencimiento	226	148.960	149.186	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjero	3ª NOTA PROMISSÓRIA ITAU	Brasil	BRL	6,69%	6,68%	Al Vencimiento	1.516	216.039	217.555	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	DEBENTURES 1ª EMISSÃO (EGVG11) - 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	9,17%	8,17%	Semestral	713	12.980	13.693	12.988	12.988	12.988	12.988	12.988	64.866	116.818
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	DEBENTURES 1ª EMISSÃO (EGVG21) - 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	9,17%	8,17%	Mensual	288	6.733	7.021	6.638	6.639	6.639	6.639	6.639	33.220	59.775
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBENTURES - 23ª EMISSÃO 1ª SÉRIE	Brasil	BRL	6,45%	6,43%	Al Vencimiento	2.812	-	2.812	174.418	-	-	-	-	-	174.418
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DEBENTURES - 23ª EMISSÃO 2ª SÉRIE	Brasil	BRL	6,62%	6,60%	Anual	5.720	-	5.720	-	172.418	173.100	-	-	-	345.518
<b>Total</b>										<b>11.275</b>	<b>384.712</b>	<b>395.987</b>	<b>194.043</b>	<b>192.045</b>	<b>192.727</b>	<b>19.628</b>	<b>98.086</b>	<b>696.529</b>	

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de las obligaciones con el público al 31 de diciembre de 2020 asciende a MUS\$ 4.017.861 (MUS\$ 4.877.583 al 31 de diciembre de 2019). Para ambos ejercicios, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver Nota 3 h). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver Nota 3 g.4).

- Individualización de Otras Obligaciones

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	Corriente			No Corriente					
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	al 31.12.2020					Total No Corriente
												Uno o Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	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
<b>Total</b>									<b>55.458</b>	<b>33.181</b>	<b>88.639</b>	<b>54.446</b>	<b>48.363</b>	<b>44.105</b>	<b>18.278</b>	<b>16.215</b>	<b>181.407</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	Corriente			No Corriente					
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	al 31.12.2019					Total No Corriente
												Uno o Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETRORBRAS 0244/2009	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	81	244	325	27	-	-	-	-	27
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETRORBRAS 0265/2009	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	106	319	425	319	-	-	-	-	319
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETRORBRAS 292/2010	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	89	266	355	355	207	-	-	-	562
Extranjera	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	ELETRORBRAS 310/2010	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	100	301	401	402	402	335	-	-	1.139
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	MTSUBISHI (DEUDA GARANTIZADA)	Argentina	US\$	0,25%	Semestral	-	7.281	7.281	2.834	3.221	6.753	8.013	19.827	40.648
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC SÉRIE A	Brasil	BRL	9,11%	Mensual	3.526	7.992	11.518	11.022	11.022	5.403	-	-	27.447
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	FIDC SÉRIE B	Brasil	BRL	14,42%	Mensual	2.113	3.659	5.772	5.522	5.522	2.194	-	-	13.238
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	ELETRORBRAS	Brasil	BRL	6,00%	Mensual	178	534	712	620	620	620	310	-	2.170
Extranjero	Enel Distribución Goiás S.A.	Brasil	Extranjera	MÚTUO CELGPAR 41211376/2014	Brasil	BRL	6,80%	Mensual	748	2.099	2.847	2.058	2.260	2.475	2.705	9.055	18.553
<b>Total</b>									<b>6.941</b>	<b>22.695</b>	<b>29.636</b>	<b>23.159</b>	<b>23.254</b>	<b>17.780</b>	<b>11.028</b>	<b>28.882</b>	<b>104.103</b>

(\*) Ver Nota 26.2.c)

d) Deuda de cobertura.

Al 31 de diciembre de 2020, del total de la deuda denominada en dólares estadounidenses (“US\$”) del Grupo, MUS\$ 35.064 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\$ 29.474 y MUS\$ 40.867 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente) (Ver Nota 3.n).

El movimiento por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, 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\$

	2020	2019	2018
<b>Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto</b>	<b>(9.453)</b>	<b>(9.882)</b>	<b>(9.754)</b>
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(1.319)	424	(1.181)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	913	189	634
Diferencias de conversión	756	(184)	419
<b>Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto</b>	<b>(9.103)</b>	<b>(9.453)</b>	<b>(9.882)</b>

e) Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo Enel Américas no tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional. (MUS\$ 706.000 al 31 de diciembre de 2019).

f) Flujos futuros de deuda no descontados

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

- Resumen de préstamos bancarios por monedas y vencimientos

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Corriente			No Corriente					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2019	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2019
			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\$	3,33%	2.859	350.952	<b>353.811</b>	-	-	-	-	-	-
Perú	PEN	4,10%	235	704	<b>939</b>	23.080	-	-	-	-	<b>23.080</b>
Colombia	COP	5,61%	2.221	34.131	<b>36.352</b>	8.228	3.875	1.200	1.145	1.439	<b>15.887</b>
Brasil	US\$	4,40%	6.217	298.443	<b>304.660</b>	322.374	49.552	140	2.827	-	<b>374.893</b>
Brasil	BRL	6,56%	11.071	32.956	<b>44.027</b>	39.125	129.934	22.224	13.671	37.964	<b>242.918</b>
Argentina	ARS	0,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>			<b>22.603</b>	<b>717.186</b>	<b>739.789</b>	<b>392.807</b>	<b>183.361</b>	<b>23.564</b>	<b>17.643</b>	<b>39.403</b>	<b>656.778</b>

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Corriente			No Corriente						
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2020	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2020	
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Chile	US\$	5,30%	6.248	18.743	24.991	24.991	24.991	24.991	24.991	24.991	621.693	721.657
Chile	UF	5,75%	172	7.482	7.654	3.807	-	-	-	-	-	3.807
Perú	US\$	6,34%	157	471	628	628	628	628	628	628	11.309	13.821
Perú	PEN	6,24%	5.292	42.218	47.510	50.087	60.314	56.162	50.510	209.399		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
<b>Total</b>			<b>265.404</b>	<b>443.209</b>	<b>708.613</b>	<b>680.112</b>	<b>749.924</b>	<b>633.075</b>	<b>429.427</b>	<b>1.436.622</b>		<b>3.929.160</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Corriente			No Corriente						
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2019	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2019	
			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%	6.265	18.794	25.059	25.059	25.059	25.059	25.059	25.059	646.809	747.045
Chile	UF	5,75%	340	7.080	7.420	7.247	3.555	-	-	-	-	10.802
Perú	US\$	6,06%	305	10.768	11.073	632	632	632	632	632	11.948	14.476
Perú	PEN	6,31%	6.444	57.879	64.323	51.881	54.694	65.866	61.329	283.798		517.568
Colombia	COP	7,18%	28.377	182.656	211.033	394.102	338.555	283.029	173.072	535.052		1.723.810
Brasil	BRL	7,34%	88.674	487.188	575.862	349.956	374.265	503.825	360.895	463.679		2.052.620
<b>Total</b>			<b>130.405</b>	<b>764.365</b>	<b>894.770</b>	<b>828.877</b>	<b>796.760</b>	<b>878.411</b>	<b>620.987</b>	<b>1.941.286</b>		<b>5.066.321</b>

- Resumen de otras obligaciones por monedas y vencimiento

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Corriente			No Corriente						
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2020	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
<b>Total</b>			<b>60.153</b>	<b>38.313</b>	<b>98.466</b>	<b>59.939</b>	<b>49.094</b>	<b>44.618</b>	<b>18.598</b>	<b>23.386</b>		<b>195.635</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Corriente			No Corriente						
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2019	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2019	
			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%	1.195	6.339	7.534	5.340	5.175	5.383	4.770	21.881		42.549
Brasil	BRL	7,54%	9.081	27.222	36.303	30.630	28.683	17.293	3.711	9.943		90.260
<b>Total</b>			<b>10.276</b>	<b>33.561</b>	<b>43.837</b>	<b>35.970</b>	<b>33.858</b>	<b>22.676</b>	<b>8.481</b>	<b>31.824</b>		<b>132.809</b>



## 21. PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS

El saldo de pasivos por arrendamientos al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
<b>Pasivos por arrendamientos</b>	<b>al 31.12.2020</b>		<b>al 31.12.2019</b>	
Pasivos por arrendamientos	51.495	91.070	81.644	108.625
<b>Total</b>	<b>51.495</b>	<b>91.070</b>	<b>81.644</b>	<b>108.625</b>

### 21.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos

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				No Corriente				Total No Corriente
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	al 31.12.2020	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	MAREAUTO COLOMBIA SAS	Colombia COP	12.94%	Mensual	68	10	78	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	TRANSPORTES ESPECIALES ALIADOS S.A.S	Colombia COP	12.50%	Mensual	75	130	205	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	PATRIMONIOS AUTONOMOS FIDUCIARIA BO	Colombia COP	7.44%	Mensual	82	-	82	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	ANA MARIA RESTREPO PEREA	Colombia COP	7.44%	Mensual	19	46	65	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	MARIA VICTORIA RESTREPO DE MARTINEZ	Colombia COP	7.44%	Mensual	19	46	65	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	LONDONO DE ARENAS MARIA DEL PILAR	Colombia COP	7.44%	Mensual	15	34	49	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	MARTINEZ ISAACS ROBERTO EDUARDO	Colombia COP	7.44%	Mensual	5	11	16	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	PATRIMONIOS AUTONOMOS FIDUCIARIA BO	Colombia COP	7.44%	Mensual	24	-	24	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	PATRIMONIOS AUTONOMOS FIDUCIARIA BO	Colombia COP	7.93%	Mensual	129	304	433	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	PATRIMONIOS AUTONOMOS FIDUCIARIA BO	Colombia COP	4.20%	Mensual	102	240	342	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	CALDWELL MANAGEMENT SAS	Colombia COP	7.56%	Mensual	54	109	163	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	CASTRO OCHOA LUIS ANTONIO	Colombia COP	7.71%	Mensual	12	-	12	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	SITUANDO LTDA	Colombia COP	7.56%	Mensual	37	12	49	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	JULIO ALBERTO FLECHAS VEGA	Colombia COP	7.44%	Mensual	7	21	28	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	PAEZ RUIZ Y ASOCIADOS LTDA	Colombia COP	7.80%	Mensual	15	46	60	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	ACCI S.A.S	Colombia COP	7.99%	Mensual	51	32	83	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	SITUANDO LTDA	Colombia COP	4.20%	Mensual	21	-	21	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	CONSTRUCCIONES E INVERSIONES	Colombia COP	7.80%	Mensual	14	9	23	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	CANALES ANDRADE Y CIA SAS	Colombia COP	7.57%	Mensual	26	52	78	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	MERCURIO CENTRO COMERCIAL	Colombia COP	7.57%	Mensual	1	3	4	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	MUNOZ HERMANOS FYN Y COMPAN A SAS	Colombia COP	7.87%	Mensual	6	18	24	26	28	-	-	-	-	54	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	MUNOZ HERMANOS FYN Y COMPAN A SAS	Colombia COP	7.87%	Mensual	6	17	23	24	26	-	-	-	-	50	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	E Y D Y COMPANIA S.C	Colombia COP	4.20%	Mensual	2	5	7	5	-	-	-	-	-	5	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.	Colombia COP	7.88%	Mensual	13	15	28	26	28	30	33	942	-	1.059	
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	COMPANIA GENERAL DE	Colombia COP	7.50%	Mensual	57	107	164	152	163	176	189	2.504	-	3.584	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	MINISTERIO DEFENSA NAL EJERCITO NAC	Colombia COP	7.72%	Mensual	95	56	151	51	-	-	-	-	-	51	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	NEARDENTAL SAS	Colombia COP	7.40%	Mensual	16	-	16	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	TRANSPORTES ESPECIALES FSG	Colombia COP	7.10%	Mensual	7	17	24	2	-	-	-	-	-	2	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	ALD AUTOMOTIVE	Colombia COP	9.25%	Mensual	1	3	4	5	5	5	5	-	-	14	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	ALD AUTOMOTIVE	Colombia COP	9.25%	Mensual	2	4	6	5	6	6	6	-	-	17	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	ALD AUTOMOTIVE	Colombia COP	9.25%	Mensual	3	6	9	9	10	10	10	-	-	29	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	ALD AUTOMOTIVE	Colombia COP	9.25%	Mensual	2	4	6	6	6	6	6	-	-	18	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	ALD AUTOMOTIVE	Colombia COP	9.25%	Mensual	2	4	6	5	6	6	6	-	-	17	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	ALD AUTOMOTIVE	Colombia COP	9.25%	Mensual	2	4	6	5	6	6	6	-	-	17	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	ALD AUTOMOTIVE	Colombia COP	9.25%	Mensual	2	4	6	6	6	6	6	-	-	18	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	ALD AUTOMOTIVE	Colombia COP	9.25%	Mensual	2	4	6	6	6	6	6	-	-	18	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	ALD AUTOMOTIVE	Colombia COP	9.25%	Mensual	2	4	6	6	6	6	6	-	-	18	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	ALD AUTOMOTIVE	Colombia COP	9.25%	Mensual	1	3	4	4	4	4	4	-	-	12	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	ALD AUTOMOTIVE	Colombia COP	9.25%	Mensual	2	4	6	6	6	6	6	-	-	18	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	AMERICAS BUSINESS PROCESS SERVICES	Colombia COP	7.59%	Mensual	9	23	32	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Codensa	Colombia	Extranjero	AMERICAS BUSINESS PROCESS SERVICES	Colombia COP	7.59%	Mensual	22	60	82	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO INTERBANK DEL PERU	Perú PEN	6.24%	Trimestral	617	1.863	2.480	2.620	-	-	-	-	-	2.620	
Extranjero Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO INTERBANK DEL PERU	Perú PEN	5.54%	Trimestral	99	298	397	311	106	-	-	-	-	417	
Extranjero Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO CONTINENTAL	Perú PEN	4.37%	Trimestral	1.758	5.328	7.086	7.374	1.893	-	-	-	-	9.267	
Extranjero Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BANCO CONTINENTAL	Perú PEN	1.61%	Trimestral	-	95	95	382	95	-	-	-	-	477	
Extranjero Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BUILDING MUEBLES PANAMERICANA S.A.	Perú PEN	5.19%	Mensual	54	164	218	229	240	253	87	-	-	809	
Extranjero Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BUILDING MZ-INMOBILIARIA & DESARROLLADORA S.A.	Perú PEN	4.85%	Mensual	11	-	11	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	RENTAL EQUIPOS LEASING PERU S.A.	Perú PEN	4.70%	Mensual	26	75	101	107	-	-	-	-	-	107	
Extranjero Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	CORP MG	Perú US\$	2.27%	Mensual	1	766	767	1.697	1.697	1.697	1.697	7.777	-	14.565	
Extranjero Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	SOVI INVERSIONES S.A.C.	Perú US\$	3.19%	Mensual	22	102	124	93	93	46	-	-	-	232	
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	BANCO DE CREDITO DEL PERU	Perú US\$	3.63%	Trimestral	627	628	1.255	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	BVA CONTINENTAL	Perú US\$	2.84%	Trimestral	-	1.432	1.432	1.463	-	-	-	-	-	1.463	
Extranjero Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	RENTING S.A.C.	Perú PEN	7.57%	Mensual	8	11	19	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AVIS NAREAUTO COLOMBIA S.A.S	Colombia COP	7.47%	Mensual	8	6	14	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	COMPANIA NAVERA DEL GUAVIO LTDA	Colombia COP	5.72%	Mensual	52	156	208	72	-	-	-	-	-	72	
Extranjero Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	PATRIMONIOS AUTONOMOS	Colombia COP	7.93%	Mensual	69	164	233	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	TRANSPORTES ESPECIALES FSG	Colombia COP	7.10%	Mensual	208	632	840	72	-	-	-	-	-	72	
Extranjero Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	CALDWELL MANAGEMENT SAS	Colombia COP	7.56%	Mensual	55	112	167	-	-	-	-	-	-	-	













## 21.2 Flujos futuros de deuda no descontados

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

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Corriente			No Corriente					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2019	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2019
			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%	4	10	14	8	-	-	-	-	8
Perú	US\$	3,97%	5.688	29.899	35.587	16.035	3.178	13	-	-	19.226
Perú	PEN	5,10%	1.947	14.777	16.724	11.068	10.927	4.057	264	88	26.404
Colombia	COP	8,26%	1.819	4.866	6.685	3.215	1.384	1.056	550	1.084	7.289
Brasil	BRL	8,01%	12.973	24.711	37.684	23.324	18.660	14.356	11.592	17.770	85.702
Chile	UF	0,01%	3	8	11	8	-	-	-	-	8
<b>Total</b>			<b>22.434</b>	<b>74.271</b>	<b>96.705</b>	<b>53.658</b>	<b>34.149</b>	<b>19.482</b>	<b>12.406</b>	<b>18.942</b>	<b>138.637</b>

## 22. 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. En enero de 2020 se ha aprobado una nueva 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.

### 22.1 Riesgo de tasa de interés

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

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

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

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

## Posición bruta:

	al 31.12.2020	al 31.12.2019
	%	%
Tasa de interés fija	38%	39%

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. En este sentido, se observa que la volatilidad que caracterizó a los mercados financieros durante la primera fase de la pandemia, en muchos casos volvió a los niveles pre-COVID-19 y fue compensada por acciones efectivas de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros derivados.

### 22.2 Riesgo de tipo de cambio

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

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos 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 cuarto trimestre de 2020, 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. Cabe señalar que la volatilidad que caracterizó a los mercados financieros durante la primera fase de la pandemia, en muchos casos volvió a los niveles pre-COVID-19 y fue compensada por acciones de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros derivados.

### 22.3 Riesgo de commodities

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

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

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, el Grupo ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres. Para el caso de los clientes

regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, se determinan polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

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

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

A 31 de diciembre de 2019 se han liquidado en el año 5.28 GWh de compra de futuros de energía con 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 cuarto trimestre de 2020.

#### **22.4 Riesgo de liquidez**

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

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver Notas 20 y 23.

Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 1.506.993 en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2019, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 1.938.997 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 706.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

#### **22.5 Riesgo de crédito**

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

##### **Cuentas por cobrar comerciales:**

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

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

En el caso de nuestras empresas de distribución de electricidad, el corte de suministro, en todos los casos, es una potestad de nuestras compañías ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo a la regulación vigente en cada país, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado. Sin embargo, la medida de corte de suministro ante incumplimientos de pago de clientes vulnerables fue suspendida durante el período de emergencia sanitaria en los países en que opera Enel Américas. En Argentina, de

acuerdo al Decreto 311/2020 de 24 de marzo de 2020, posteriormente prorrogada, la medida estará vigente hasta marzo de 2021. En Brasil, de acuerdo a la Resolución 878 de 24 de marzo de 2020, sin embargo, a la fecha se han retomado las actividades de corte, a excepción de Rio de Janeiro, que mantendrá la medida hasta julio de 2021. En Colombia, de acuerdo a los Decreto 417 y 457, de 17 de marzo de 2020, y en Perú, de acuerdo a Decreto 35-20, de 16 de marzo de 2020. A la fecha, ambos países han retomado las actividades de corte de manera normal.

Con respecto al impacto por COVID-19, los resultados de análisis internos específicos no revelaron correlaciones estadísticas significativas entre los principales indicadores económicos (PIB, tasa de desempleo, etc.) y la solvencia. Sin embargo, las pérdidas por deterioro se han incrementado en 2020 como consecuencia de un aumento de las pérdidas crediticias esperadas de las contrapartes (ver notas 3g.3 y 10.c).

#### **Activos de carácter financiero:**

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

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

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

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

### **22.6 Medición del riesgo**

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

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

- Deuda Financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda.

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

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

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



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

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a MUS\$ 407.000.

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.

## 23. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

### 23.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.

a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

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	-	-
<b>Total Corriente</b>	<b>157.124</b>	<b>3.305.995</b>	-	<b>49.045</b>
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	-	-
<b>Total No Corriente</b>	<b>2.493.757</b>	<b>845.907</b>	<b>268</b>	<b>29.487</b>
<b>Total</b>	<b>2.650.881</b>	<b>4.151.902</b>	<b>268</b>	<b>78.532</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

al 31.12.2019				
	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	-	3.520.826	-	-
Instrumentos derivados	232	-	-	18.276
Otros activos de carácter financiero	59.146	42.729	-	-
<b>Total Corriente</b>	<b>59.378</b>	<b>3.563.555</b>	-	<b>18.276</b>
Instrumentos de patrimonio	-	-	320	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	588.804	-	-
Instrumentos derivados	17.514	-	-	34.105
Otros activos de carácter financiero	2.652.134	345.738	-	-
<b>Total No Corriente</b>	<b>2.669.648</b>	<b>934.542</b>	<b>320</b>	<b>34.105</b>
<b>Total</b>	<b>2.729.026</b>	<b>4.498.097</b>	<b>320</b>	<b>52.381</b>

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

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	-
<b>Total Corriente</b>	<b>9.442</b>	<b>6.516.437</b>	<b>528</b>
Préstamos que devengan interés	-	3.837.697	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	2.205.194	-
Instrumentos derivados	-	-	9
Otros pasivos de carácter financiero	-	91.070	-
<b>Total No Corriente</b>	<b>-</b>	<b>6.133.961</b>	<b>9</b>
<b>Total</b>	<b>9.442</b>	<b>12.650.398</b>	<b>537</b>

  

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			
al 31.12.2019			
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	1.478.831	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	4.218.250	-
Instrumentos derivados	2.047	-	9.173
<b>Total Corriente</b>	<b>2.047</b>	<b>5.697.081</b>	<b>9.173</b>
Préstamos que devengan interés	-	4.889.422	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	2.334.556	-
Instrumentos derivados	1.036	-	-
<b>Total No Corriente</b>	<b>1.036</b>	<b>7.223.978</b>	<b>-</b>
<b>Total</b>	<b>3.083</b>	<b>12.921.059</b>	<b>9.173</b>

### 23.2 Instrumentos derivados

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

La compañía clasifica sus coberturas en:

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

### a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2020				al 31.12.2019			
	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:	306	18.416	-	-	-	12.400	317	-
Cobertura flujos de caja	-	-	-	-	-	12.400	317	-
Cobertura de valor razonable	306	18.416	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	86.159	11.219	6.730	9	18.508	39.219	9.183	1.036
Cobertura de flujos de caja	51.661	11.219	6.716	9	18.508	21.705	9.174	-
Cobertura de valor razonable	34.498	-	14	-	-	17.514	9	1.036
<b>Total</b>	<b>86.465</b>	<b>29.635</b>	<b>6.730</b>	<b>9</b>	<b>18.508</b>	<b>51.619</b>	<b>9.500</b>	<b>1.036</b>

#### - 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 al 31.12.2020	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre al 31.12.2019
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	53.221	8.670
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	56.494	48.930
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	3.682	(17)
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos Operacionales	(2.725)	2.008
FORWARD	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(802)	-
FORWARD	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(509)	-

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 31 de diciembre de 2020 y 2019, 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 ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, ha sido la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2020		2019		2018	
	Ingresos	Gastos	Ingresos	Gastos	Ingresos	Gastos
Instrumento derivado	21.235	-	1.618	-	-	21.128
Partida subyacente	-	429	381	-	1.218	-
<b>Total</b>	<b>21.235</b>	<b>429</b>	<b>1.999</b>	<b>-</b>	<b>1.218</b>	<b>21.128</b>

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

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2020				al 31.12.2019			
	Activos		Pasivos		Activos		Pasivos	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Instrumentos derivados de no cobertura (1)	1.321	-	3.240	-	1.523	-	1.720	-

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

## c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación se presenta un detalle de los instrumentos derivados financieros contratados por el Grupo al 31 de diciembre de 2020 y 2019, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Derivados Financieros	al 31.12.2019							
	Valor Razonable	Valor Nominal						Total
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	
<b>Cobertura de tipo de interés:</b>	<b>12.083</b>	-	-	-	-	-	-	<b>-</b>
Cobertura de flujos de caja	12.083	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cobertura de tipo de cambio:</b>	<b>47.508</b>	<b>385.662</b>	<b>315.082</b>	<b>49.619</b>	-	-	-	<b>750.363</b>
Cobertura de flujos de caja	31.039	385.662	235.691	49.619	-	-	-	670.972
Cobertura de valor razonable	16.469	-	79.391	-	-	-	-	79.391
<b>Derivados no designados contablemente de cobertura</b>	<b>(198)</b>	<b>42.015</b>	-	-	-	-	-	<b>42.015</b>
<b>Total</b>	<b>59.393</b>	<b>427.677</b>	<b>315.082</b>	<b>49.619</b>	-	-	-	<b>792.378</b>

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

### 23.3 Jerarquías del valor razonable

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

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

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
<b>Activos Financieros :</b>				
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	-
<b>Total</b>	<b>2.729.681</b>	<b>143.843</b>	<b>2.585.838</b>	-
<b>Pasivos Financieros:</b>				
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	-
<b>Total</b>	<b>9.979</b>	-	<b>9.979</b>	-

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	al 31.12.2019	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
<b>Activos Financieros:</b>				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	52.613	-	52.613	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	17.514	-	17.514	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	1.522	-	1.522	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	320	-	320	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	2.709.757	57.693	2.652.064	-
<b>Total</b>	<b>2.781.726</b>	<b>57.693</b>	<b>2.724.033</b>	-
<b>Pasivos Financieros:</b>				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	9.491	-	9.491	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	1.045	-	1.045	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	1.720	-	1.720	-
<b>Total</b>	<b>12.256</b>	-	<b>12.256</b>	-

## 24. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El detalle de acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Corriente		No Corriente	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
<b>Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>				
<b>Acreedores comerciales</b>				
Proveedores por compra de energía	1.323.617	1.133.816	100.517	156.230
Proveedores por compra de combustibles y gas	24.621	26.936	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	1.071.248	960.395	3.155	4.410
Cuentas por pagar por compra de activos	49.332	17.051	10.990	10.868
<b>Sub total</b>	<b>2.468.818</b>	<b>2.138.198</b>	<b>114.662</b>	<b>171.508</b>
<b>Otras cuentas por pagar</b>				
Dividendos por pagar a terceros	145.875	255.632	-	-
Cuentas por pagar con CAMMESA (1) (3)	337.317	131.866	27.475	51.430
Multas y reclamaciones (2) (3)	18.817	31.325	56.013	93.464
Obligaciones investigación y desarrollo	154.595	124.753	40.925	102.762
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	40.916	196.309	672	1.441
Cuentas por pagar al personal	154.269	158.143	1.136	997
PIS/COFINS sobre IVA para ser devueltos al consumidor (4)	211.611	169.405	1.474.165	1.420.320
Pasivo Regulatorio Filiales Brasileñas (5)	418.680	432.625	186.946	218.182
Acuerdo Enel Distribución Sao Paulo con Eletrobras (6)	68.501	85.219	134.925	253.108
Otras cuentas por pagar	74.177	196.570	24.556	22.785
<b>Sub total</b>	<b>1.624.758</b>	<b>1.781.847</b>	<b>1.946.813</b>	<b>2.164.489</b>
<b>Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>4.093.576</b>	<b>3.920.045</b>	<b>2.061.475</b>	<b>2.335.997</b>

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

(1) Al 31 de diciembre de 2020, en nuestra filial Edesur, se incluyen MUS\$ 320.918 de cuentas por pagar por compras de energía eléctrica a CAMMESA (MUS\$ 115.067 al 31 de diciembre de 2019). Adicionalmente, se incluye un total de MUS\$ 43.874 (MUS\$ 68.229 al 31 de diciembre de 2019) 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 filial Enel Generación Costanera; (ii) el financiamiento de las necesidades de mantenimiento de los turbogeneradores en nuestra filial Dock Sud; y (iii) el financiamiento del plan extraordinario de inversiones en nuestra filial Edesur.

(2) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones por el ejercicio actual y ejercicios anteriores, que nuestra filial Edesur ha recibido del ente regulador por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública. Estas multas no se han cancelado, ya que algunas están suspendidas por el Acta Acuerdo firmada en el año 2007 con el Gobierno Argentino, el valor de estas multas es actualizado en línea con las variaciones en el Valor Agregado de Distribución debido a los ajustes tarifarios. Al 31 de diciembre de 2020, se incluye MUS\$ 38.007 (MUS\$ 78.308 al 31 de diciembre de 2019) como resultado de la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016.

(3) Con fecha 14 de junio de 2019, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Edesur ratificó el acuerdo alcanzado con la Secretaría de Gobierno de Energía (actuando ésta en representación del Estado Nacional argentino) en relación a Regularización de Obligaciones, según la cual se pone fin a los reclamos recíprocos pendientes originados en el periodo de transición 2006-2016. Mediante dicho acuerdo, Edesur se obligó a pagar deudas remanentes originadas en el mencionado periodo de transición y ejecutar inversiones adicionales a las establecidas en la Revisión Tarifaria Integral por un monto total de MUS\$ 74.638 (aproximadamente ARS 6.280 millones), erogaciones que serán realizadas en un plazo máximo de 5 años, destinadas a contribuir a la mejora, confiabilidad y seguridad del servicio.

A su vez, el Estado Nacional se comprometió a hacer suyas obligaciones de Edesur provenientes de deudas por mutuos, compras de energía y deudas sociales generadas en los años 2017 y 2018, y a condonación de sanciones con destino a la Administración Pública.

(4) Ver nota 9, referente a Impuestos PIS/COFINS a recuperar.

(5) ver nota 10 (i).

(6) Corresponde a un acuerdo efectuado por Enel Distribución Sao Paulo y Eletrobrás que pone término a un juicio que ambas partes mantenían desde 1986. Los montos en cuestión estaban debidamente provisionados. (ver nota 25).

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 31 de diciembre de 2020 y 2019, se expone en Anexo 3.

## 25. PROVISIONES

a) El desglose de las provisiones al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Provisiones	Corriente		No corriente	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Por reclamaciones legales	192.411	250.030	748.640	872.521
Por desmantelamiento o restauración (*)	22.635	32.325	69.959	96.984
Provisión Medio Ambiente	600	632	7.072	609
Otras provisiones	4.779	3.065	8.229	6.213
<b>Total</b>	<b>220.425</b>	<b>286.052</b>	<b>833.900</b>	<b>976.327</b>

(\*) Al 31 de diciembre de 2020 Emgesa tiene constituidas provisiones de desmantelamiento para los equipos electromecánicos de la central Quimbo y la planta de agua de la central Terozipa; 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 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 los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Provisiones	miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Total
	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	
<b>Movimientos en Provisiones</b>				
Saldo inicial al 01.01.2020	1.122.551	129.309	10.519	1.262.379
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	199.922	(26.906)	8.860	181.876
Provisión Utilizada	(120.184)	(6.654)	(748)	(127.586)
Actualización efectos	84.576	3.514	1.623	89.713
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(243.627)	(6.529)	441	(249.715)
Transferencia P&L	(102.187)	(140)	(15)	(102.342)
<b>Total Movimientos en Provisiones</b>	<b>(181.500)</b>	<b>(36.715)</b>	<b>10.161</b>	<b>(208.054)</b>
<b>Saldo final al 31.12.2020</b>	<b>941.051</b>	<b>92.594</b>	<b>20.680</b>	<b>1.054.325</b>

Provisiones	miles de dólares estadounidenses - MUS\$			Total
	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	
<b>Movimientos en Provisiones</b>				
Saldo inicial al 01.01.2019	1.691.736	87.720	7.383	1.786.839
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes (1)	(308.689)	46.020	12.631	(250.038)
Provisión Utilizada	(155.974)	(10.196)	(8.178)	(174.348)
Actualización efectos	113.879	5.933	154	119.966
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(114.476)	(168)	(1.067)	(115.711)
Transferencias P&L	(103.925)	-	(404)	(104.329)
<b>Total Movimientos en Provisiones</b>	<b>(569.185)</b>	<b>41.589</b>	<b>3.136</b>	<b>(524.460)</b>
<b>Saldo final al 31.12.2019</b>	<b>1.122.551</b>	<b>129.309</b>	<b>10.519</b>	<b>1.262.379</b>

(1) Incluye una reclasificación efectuada a Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, que se origina en un acuerdo efectuado por Enel Distribución Sao Paulo y Eletrobrás que puso término a un juicio que ambas partes mantenían desde 1986 (ver Nota 24).

## 26. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO

### 26.1 Aspectos generales:

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

#### a) Beneficios de prestación definida:

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



## 26.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

- a) Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Obligaciones post empleo	3.706.545	4.876.960
(-) Plan de activos (*)	(2.097.081)	(3.090.862)
<b>Total</b>	<b>1.609.464</b>	<b>1.786.098</b>
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	14.753	49.780
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	-	484
<b>Total Obligaciones Post Empleo, neto (i)</b>	<b>1.624.217</b>	<b>1.836.362</b>

Conciliación con cuentas contables:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
(i) Obligaciones Post Empleo, neto	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Obligación Post Empleo largo plazo	1.624.217	1.836.362
Planes de Pension	1.489.472	1.683.668
Planes de Salud	106.242	123.534
Otros Planes	28.503	29.160
<b>Total Obligaciones Post Empleo, neto</b>	<b>1.624.217</b>	<b>1.836.362</b>

(\*) 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\$ 14.753 al 31 de diciembre de 2020 (MUS\$ 49.780 al 31 de diciembre de 2019), 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 de acuerdo a lo establecido por la CINIIF 14 – *El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, la Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción*, se registró MUS\$ 484 al 31 de diciembre de 2019 correspondiente a los contratos de deudas actuariales que la empresa firmó con Brasiletros (Institución de fondos de pensiones exclusivos para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Río S.A.), 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 ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, son los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

<b>Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	6.278	11.255	6.383
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	276.103	357.751	269.331
Ingresos por intereses activos del plan	(174.136)	(251.095)	(190.283)
Costos de Servicios Pasados	(18.949)	(8.643)	(850)
Reducciones Obligación Plan de beneficios definidos	(69.859)	-	-
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	2.936	2.016	4.373
<b>Total gastos reconocidos en el estado de resultados</b>	<b>22.373</b>	<b>111.284</b>	<b>88.954</b>
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	476.805	576.143	177.527
<b>Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales</b>	<b>499.178</b>	<b>687.427</b>	<b>266.481</b>

- c) La presentación del pasivo actuarial neto al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

<b>Pasivo Actuarial Neto</b>	
<b>Saldo inicial al 01.01.2019</b>	<b>1.343.507</b>
Costo Neto por Intereses	108.672
Costos de los Servicios en el Período	11.255
Beneficios Pagados en el Período	(12.668)
Aportaciones del Período	(121.088)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	678.722
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	144.140
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(268.916)
Cambios del Límite de Activo	27.679
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	(5.483)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(8.643)
Traspaso del personal	(153)
Diferencia de conversión	(60.662)
<b>Saldo final al 31.12.2019</b>	<b>1.836.362</b>
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)
<b>Saldo final al 31.12.2020</b>	<b>1.624.217</b>

**(\*) 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\$ 265.169, el cual se explica de la siguiente manera:

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

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

- d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

<b>Valor actuarial de las Obligaciones post empleo</b>	
<b>Saldo inicial al 01.01.2019</b>	<b>4.235.466</b>
Costo del servicio corriente	11.255
Costo por intereses	357.751
Aportaciones Efectuadas por los participantes	2.295
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(171.481)
Contribuciones pagadas	(372.392)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(8.643)
Traspaso del personal	(153)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones	678.722
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	144.140
<b>Saldo final al 31.12.2019</b>	<b>4.876.960</b>
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)
<b>Saldo final al 31.12.2020</b>	<b>3.706.545</b>

Al 31 de diciembre de 2020, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,08% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,06% a 31 de diciembre de 2019), en un 96,02% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (96,86% a 31 de diciembre de 2019), en un 3,35% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (2,66% a 31 de diciembre 2019), en un 0,38% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (0,29% a 31 de diciembre de 2019) y el 0,17% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,13% al 31 de diciembre de 2019).

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

<b>Valor razonable del plan de activos</b>	
<b>Saldo inicial al 01.01.2019</b>	<b>(2.919.501)</b>
Ingresos por intereses	(251.095)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(268.916)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	112.309
Aportaciones del empleador	(121.088)
Aportaciones pagadas	(2.295)
Contribuciones pagadas	359.724
<b>Saldo final al 31.12.2019</b>	<b>(3.090.862)</b>
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
<b>Saldo final al 31.12.2020</b>	<b>(2.097.081)</b>

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Categoría de los Activos del Plan	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
Acciones (renta variable)	206.176	9,83%	321.268	10,39%
Activos de renta fija	1.774.894	84,64%	2.557.928	82,76%
Inversiones inmobiliarias	62.392	2,98%	121.194	3,92%
Otros	53.619	2,56%	90.472	2,93%
<b>Total</b>	<b>2.097.081</b>	<b>100%</b>	<b>3.090.862</b>	<b>100%</b>

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

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Inmuebles	20.522	28.776
<b>Total</b>	<b>20.522</b>	<b>28.776</b>

f) Conciliación Techo del activo:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Conciliación Techo del Activo	
<b>Saldo inicial al 01.01.2019</b>	<b>21.463</b>
Intereses de Activo no reconocidos	2.016
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	27.679
Diferencias de Conversión	(1.378)
<b>Saldo final al 31.12.2019</b>	<b>49.780</b>
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)
<b>Saldo final al 31.12.2020</b>	<b>14.753</b>

### 26.3 Otras revelaciones:

> **Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Perú	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2020
Tasas de descuento utilizadas	2,55%	3,40%	4,88% - 7,95%	6,13% - 7,38%	5,74%	5,81% - 5,85%	49,36% - 54,46%	49,42%	3,50%	4,30%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,80%	3,80%	4,52% - 5,04%	5,04%	4,85%	4,90%	37,68% - 42,25%	42,30%	4,00%	4,00%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014	SPP-S-2017	CB-H-2014 y RV-M-2014
Tasa de rotación esperada	7,25%	8,02%	5,19%	5,63%	0,46%	0,45%	1,26%	1,28%	5,20%	5,02%

> **Sensibilización:**

Al 31 de diciembre de 2020 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\$ 319.395 (MUS\$ 436.798 al 31 de diciembre 2019) en caso de un alza en la tasa y un aumento de MUS\$ 379.682 (MUS\$ 521.892 al 31 de diciembre 2019) en caso de una baja de la tasa.

> **Aportación definida:**

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida, se registran directamente en el rubro “gastos de personal” en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados por este concepto al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 fueron de MUS\$ 10.689, MUS\$13.419 y MUS\$ 11.736, respectivamente.

> **Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos (neto de activo) para atender los planes de prestación definida para el ejercicio 2020 ascienden a MUS\$ 111.573.

> **Duración de los compromisos:**

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

Años	MUS\$
1	295.800
2	282.531
3	277.690
4	272.007
5	264.229
6 a 10	1.229.740

> **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\$ 113.203 y MUS\$ 87.632 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019).

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.

## **27. PATRIMONIO**

### **27.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.**

#### **27.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones**

El capital de Enel Américas al 31 de diciembre de 2020 asciende a MUS\$ 9.763.078 representado por 76.086.311.036 acciones autorizadas, suscritas y pagadas. Al 31 de diciembre de 2019 el capital ascendía a MUS\$ 9.783.875 y estaba representado por 76.086.311.036 acciones autorizadas, suscritas y pagadas. Todas las acciones emitidas por Enel Américas están suscritas y pagadas y admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE).

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

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

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

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

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

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

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

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

- (i) Reducir del capital gastos de emisión y colocación de acciones por MUS\$ 20.797 (ver Nota 27.5.c.8), relacionados al proceso de aumento de capital realizado en 2019; y
- (ii) La propuesta de fusión por incorporación de EGP Américas SpA ("EGP Américas") en Enel Américas (la "Fusión"). En virtud de la Fusión, Enel Américas adquirirá todos los activos y pasivos de EGP Américas y la sucederá en todos sus derechos y obligaciones, permitiéndole a la Sociedad controlar y consolidar la propiedad del negocio y activos de generación de energías renovables no convencionales que Enel Green Power S.p.A. desarrolla y posee en Centro y Sudamérica (excepto Chile).

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

La Fusión se encuentra sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones suspensivas copulativas acordadas por la Junta, las cuales se detallan en los Términos y Condiciones de la Fusión, que a la fecha de emisión de estos estados financieros se encuentran pendientes de concretar (ver Nota 40)

## 27.1.2 Dividendos

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

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de acuerdo	Fecha de Pago	Monto Total MUS\$	Dolar por Acción	Imputado al Ejercicio
96	Provisorio	29/11/2017	26/01/2018	57.583	0,00100	2017
97	Definitivo	26/04/2018	25/05/2018	296.939	0,00517	2017
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

## 27.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de cambios en patrimonio consolidado por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas (*)	2020	2019	2018
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(715.165)	(548.877)	(378.929)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	87.339	111.815	115.658
Enel Distribución Perú S.A.	(7.279)	50.466	38.887
Dock Sud S.A.	(122.728)	(93.738)	(63.680)
Enel Brasil S.A.	(2.924.373)	(1.430.604)	(1.133.980)
Enel Generación Costanera S.A.	(124.781)	(88.477)	(42.260)
Emgesa S.A. E.S.P.	(74.309)	(38.296)	(33.476)
Enel Generación El Chocón S.A.	(377.364)	(318.303)	(239.155)
Enel Perú S.A.	190.007	190.030	191.047
Enel Generación Perú S.A.	(168.547)	(94.082)	(110.613)
Enel Generación Piura S.A.	(4.854)	7.583	4.926
Otros	(66.242)	(30.672)	(14.534)
<b>Total</b>	<b>(4.308.296)</b>	<b>(2.283.155)</b>	<b>(1.666.109)</b>

(\*) Ver Nota 2.9.

## 27.3 Gestión del capital

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

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

La compañía tiene algunas subsidiarias que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. Al 31 de diciembre de 2020, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus subsidiarias Enel Distribución Río, Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Perú asciende a MUS\$ 432.412, MUS\$ 55.226 y MUS\$ 325.800, respectivamente.



## 27.5 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, fueron los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			
	al 01.01.2020	Movimiento 2020	al 31.12.2020
Diferencias de cambio por conversión (a)	(2.283.155)	(2.025.141)	(4.308.296)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(1.334)	(8.049)	(9.383)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados	(687)	(5)	(692)
Otras reservas varias (c)	(3.006.823)	252.277	(2.754.546)
<b>Total</b>	<b>(5.291.999)</b>	<b>(1.780.918)</b>	<b>(7.072.917)</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			
	al 01.01.2019	Movimiento 2019	al 31.12.2019
Diferencias de cambio por conversión (a)	(1.666.109)	(617.046)	(2.283.155)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(5.094)	3.760	(1.334)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados	(397)	(290)	(687)
Otras reservas varias (c)	(3.209.283)	202.460	(3.006.823)
<b>Total</b>	<b>(4.880.883)</b>	<b>(411.116)</b>	<b>(5.291.999)</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			
	al 01.01.2018	Movimiento	al 31.12.2018
Diferencias de cambio por conversión (a)	(453.995)	(1.212.114)	(1.666.109)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(3.472)	(1.622)	(5.094)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados	(175)	(222)	(397)
Otras reservas varias (c)	(3.408.922)	199.639	(3.209.283)
<b>Total</b>	<b>(3.866.564)</b>	<b>(1.014.319)</b>	<b>(4.880.883)</b>

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

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

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

c) Otras reservas varias.

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Otras Reservas Varias	2020	2019	2018
Reserva por aumento de capital año 2013 (1)	(1.345.368)	(1.345.368)	(1.345.368)
Reserva por restructuración societaria ("División") (2)	716.712	716.712	716.712
Reserva operaciones subsidiarias (3)	(456.349)	(456.349)	(439.290)
Reserva transición a IFRS (4)	(1.490.605)	(1.490.605)	(1.490.605)
Reserva por fusión Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas (5)	(730.748)	(730.748)	(730.748)
Reserva por OPA Endesa Américas y Derecho a Retiro (6)	(57.101)	(57.101)	(57.101)
Hiperinflación Argentina (7)	675.139	446.196	205.130
Reserva por aumento de capital año 2019 (8)	-	(20.797)	-
Otras reservas varias (9)	(66.226)	(68.763)	(68.013)
<b>Total</b>	<b>(2.754.546)</b>	<b>(3.006.823)</b>	<b>(3.209.283)</b>

- 1) Reserva originada como consecuencia del aumento de Capital que Enersis 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 Enersis Américas y separación del negocio de Chile en Enel Chile S.A..
- 3) Reservas provenientes de operaciones en nuestras subsidiarias. Representan el efecto generado por compras de participaciones de subsidiarias bajo control común.
- 4) Reserva de transición a las NIIF: En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.
- 5) Reserva por la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas en y con Enel Américas, materializada el 1 de diciembre de 2016. Representa el reconocimiento de la diferencia entre el aumento de capital en Enel Américas, y el importe en libros de las participaciones no controladoras que pasaron a formar parte del capital social en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas, como consecuencia de la fusión. La diferencia entre el valor de mercado de la contraprestación recibida o pagada y el monto por el cual se ajustó la participación no controladora fue reconocida en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas.
- 6) Reserva OPA Endesa Américas y derecho a retiro: Representa la diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas como parte de la OPA sobre Endesa Américas y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de MUS\$ 56.578. Además, se incluye el efecto por MUS\$ 523 relacionado con la diferencia entre el valor pagado y el valor libros de las acciones de aquellos accionistas que ejercieron su derecho a retiro.
- 7) Corresponde al efecto que han reconocido nuestras filiales en Argentina por aplicación de NIC 29 sobre las cuentas patrimoniales.
- 8) Reserva Aumento de capital año 2019: Durante el ejercicio 2019 la sociedad registró un cargo de MUS\$ 20.797, que corresponde a gastos de emisión y colocación de acciones, determinados según el criterio contable descrito en nota 3.t). En diciembre de 2020 esta reserva se reclasificó y redujo el capital de la sociedad (ver Nota 27.1.1).
- 9) Otras reservas varias provenientes de operaciones realizadas en periodos anteriores.

## 27.6 Participaciones no controladoras.

El detalle de las principales participaciones no controladoras por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañías	%	Participaciones No Controladoras				
		Patrimonio			Resultado	
		al 31.12.2020	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020	2019
Enel Distribución Río S.A.	0,27%	1.883	2.510	28	192	128
Enel Distribución Ceará S.A.	25,95%	170.552	214.442	13.387	26.753	26.409
Enel Distribución Sao Paulo	0,00%	-	-	-	26.366	907
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	51,59%	513.182	494.477	117.923	129.624	106.363
Emgesa S.A. E.S.P.	51,52%	779.121	747.014	178.980	193.449	178.045
Enel Distribución Perú S.A.	16,85%	123.704	121.098	13.131	21.651	17.601
Enel Generacion Perú S.A.	16,40%	133.466	152.227	20.705	20.091	25.177
Chinango S.A.C.	33,12%	20.888	22.604	6.076	6.318	6.836
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,91%	198.054	223.785	(20.297)	50.352	25.609
Enel Generacion Costanera S.A.	24,38%	43.751	40.738	4.248	14.125	22.248
Enel Generacion El Chocón S.A.	34,31%	97.986	97.763	18.141	28.142	31.031
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	71.077	77.378	1.130	18.723	12.027
Central Dock Sud S.A.	29,76%	64.709	76.533	1.271	18.486	11.921
Enel Generacion Piura S.A.	3,50%	4.905	5.463	373	778	613
Enel Distribución Goias	0,04%	462	971	10	(19)	313
Luz de Angra Energia S.A.	49,00%	383	-	-	-	-
Otros		3.681	2.896	949	647	449
<b>Total</b>		<b>2.227.804</b>	<b>2.279.899</b>	<b>356.055</b>	<b>555.678</b>	<b>465.677</b>

## 28. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS

El detalle de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	2020	2019	2018
<b>Ventas de energía</b>	<b>9.655.212</b>	<b>11.282.254</b>	<b>10.409.176</b>
<b>Generación</b>	<b>2.144.039</b>	<b>2.091.002</b>	<b>2.122.966</b>
Clientes Regulados	397.653	450.145	650.064
Clientes no Regulados	883.045	1.045.965	989.311
Ventas de Mercado Spot	852.363	577.579	464.030
Otros Clientes	10.978	17.313	19.561
<b>Distribución</b>	<b>7.511.173</b>	<b>9.191.252</b>	<b>8.286.210</b>
Residenciales	4.334.457	5.038.300	4.212.029
Comerciales	1.760.922	2.302.100	2.107.183
Industriales	685.246	872.531	860.401
Otros Consumidores	730.548	978.321	1.106.597
<b>Otras ventas</b>	<b>36.968</b>	<b>58.752</b>	<b>48.968</b>
Ventas de gas	24.145	39.815	36.305
Ventas de otros combustibles	6.861	9.037	8.322
Ventas de productos y servicios	5.962	9.900	4.341
<b>Otras prestaciones de servicios</b>	<b>1.546.796</b>	<b>1.712.370</b>	<b>1.466.617</b>
Peajes y transmisión	1.280.994	1.433.538	1.187.546
Arriendo equipos de medida	126	118	130
Prestaciones de Servicios y Asesorías Negocio Distribución (Alumbrado público, empalmes y asesorías eléctricas)	177.818	191.392	212.023
Otras prestaciones	87.858	87.322	66.918
<b>Total Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>11.238.976</b>	<b>13.053.376</b>	<b>11.924.761</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Otros Ingresos	2020	2019	2018
Ingresos por contratos de construcción	807.671	770.356	833.313
Ingresos por acuerdo regulatorio (1)	17.842	261.185	-
Otros	128.185	229.195	231.615
<b>Total Otros Ingresos</b>	<b>953.698</b>	<b>1.260.736</b>	<b>1.064.928</b>

(1) 2020: ver Nota 35.6 (ii) Acuerdo Marco

2019 :ver Nota 24.(3).

Incluye ajuste de la inflación por aplicación NIC 29 en Argentina (economías hiperinflacionarias), por US\$ 57.752.

## 29. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El detalle de las materias primas y consumibles utilizados por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Materias primas y consumibles utilizados	2020	2019	2018
Compras de energía	(5.337.887)	(6.096.863)	(5.654.358)
Consumo de combustible	<b>(137.850)</b>	<b>(277.117)</b>	<b>(226.843)</b>
Gas	(113.992)	(246.044)	(184.654)
Petróleo	(3.587)	(13.101)	(37.065)
Carbón	(20.271)	(17.972)	(5.124)
Gastos de transporte	(1.016.486)	(1.110.921)	(944.304)
Costos por contratos de construcción	(807.671)	(770.356)	(833.313)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(256.021)	(285.766)	(289.582)
<b>Total Materias primas y consumibles utilizados</b>	<b>(7.555.915)</b>	<b>(8.541.023)</b>	<b>(7.948.400)</b>

## 30. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle de los gastos por beneficios a los empleados por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Gastos por beneficios a los empleados	2020	2019	2018
Sueldos y salarios	(390.791)	(482.009)	(476.809)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	71.841	(16.031)	(17.269)
Seguridad social y otras cargas sociales	(219.754)	(286.459)	(266.566)
Otros gastos de personal	(26.342)	(25.254)	(79.849)
<b>Total Gastos por beneficios a los empleados</b>	<b>(565.046)</b>	<b>(809.753)</b>	<b>(840.493)</b>

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

a) El detalle de los gastos por depreciación y amortización por ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2020	2019	2018
Depreciación	(481.634)	(498.867)	(511.326)
Amortización	(376.465)	(449.463)	(351.114)
<b>Total</b>	<b>(858.099)</b>	<b>(948.330)</b>	<b>(862.440)</b>

b) El detalle de los rubros referidos a deterioros por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Información por Segmento por Reversión y (Pérdidas) por Deterioro	Generación			Distribución			Otros			Total		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018
Activos y grupos mantenidos para la venta (ver nota 5)	-	-	-	-	3.433	(5.234)	-	-	-	-	3.433	(5.234)
Propiedad, planta y equipo (ver nota 17)	-	(1.307)	66.987	-	-	-	-	-	-	-	(1.307)	66.987
<b>Total Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo</b>	-	(1.307)	66.987	-	3.433	(5.234)	-	-	-	-	2.126	61.753
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (ver nota 10)	(349)	645	(4.462)	(211.289)	(159.909)	(110.209)	102	14	-	(211.536)	(159.250)	(114.671)
Otros activos	(585)	-	(536)	(30.251)	(119.325)	(6.495)	-	(550)	(799)	(30.836)	(119.875)	(7.830)
<b>Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9</b>	<b>(934)</b>	<b>645</b>	<b>(4.998)</b>	<b>(241.540)</b>	<b>(279.234)</b>	<b>(116.704)</b>	<b>102</b>	<b>(536)</b>	<b>(799)</b>	<b>(242.372)</b>	<b>(279.125)</b>	<b>(122.501)</b>
<b>Total reverso (pérdidas) por Deterioro</b>	<b>(934)</b>	<b>(662)</b>	<b>61.989</b>	<b>(241.540)</b>	<b>(275.801)</b>	<b>(121.938)</b>	<b>102</b>	<b>(536)</b>	<b>(799)</b>	<b>(242.372)</b>	<b>(276.999)</b>	<b>(60.748)</b>

### 32. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle de los otros gastos por naturaleza por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Otros gastos por naturaleza	2020	2019	2018
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(473.655)	(518.101)	(473.787)
Gastos administrativos	(99.813)	(106.433)	(91.376)
Reparaciones y conservación	(232.305)	(253.036)	(203.381)
Indemnizaciones y multas	(8.886)	(11.535)	(11.966)
Tributos y tasas	(24.470)	(25.673)	(20.548)
Primas de seguros	(39.525)	(38.755)	(37.793)
Arrendamientos y cánones	(10.641)	(10.341)	(27.885)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(9.175)	(11.811)	(12.737)
Otros suministros y servicios	(161.673)	(155.940)	(126.511)
Gastos de viaje	(2.892)	(16.324)	(12.790)
Gastos de medio ambiente	(2.243)	(2.760)	(2.311)
<b>Total</b>	<b>(1.065.278)</b>	<b>(1.150.709)</b>	<b>(1.021.085)</b>

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 fueron de MUS\$ 54, MUS\$ 86 y MUS\$ 856, respectivamente.

### 33. RESULTADO FINANCIERO

El detalle de los ingresos y costos financieros por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Ingresos financieros	2020	2019	2018
Efectivo y otros medios equivalentes	59.510	64.794	93.774
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil) (1)	15	27	42
Ingresos financieros por concesiones CINIIF 12 (Brasil) (2)	99.071	73.345	73.911
Intereses Cobrados a Clientes en Cuentas de Energía y Facturaciones	66.080	76.122	58.604
Otros ingresos financieros (3)	96.801	235.373	131.750
<b>Total Ingresos Financieros</b>	<b>321.477</b>	<b>449.661</b>	<b>358.081</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Costos financieros	2020	2019	2018
<b>Costos Financieros</b>	<b>(768.453)</b>	<b>(1.088.631)</b>	<b>(1.071.759)</b>
Préstamos bancarios	(70.023)	(134.024)	(162.192)
Obligaciones con el público	(208.630)	(281.359)	(312.204)
Pasivos por arrendamientos	(9.396)	(11.712)	(8.170)
Valoración derivados financieros	(10.207)	(18.610)	(14.094)
Actualización financiera de provisiones (4)	(89.713)	(119.966)	(147.194)
Gastos financieros activados	7.561	15.703	19.329
Obligación por beneficios post empleo (1)	(104.918)	(108.699)	(83.463)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(7.134)	(11.323)	(17.883)
Gastos financieros empresas relacionadas (5)	(2.662)	(127.977)	(43.874)
Otros costos financieros (6)	(273.331)	(290.664)	(302.014)
<b>Resultado por unidades de reajuste (*)</b>	<b>76.698</b>	<b>124.477</b>	<b>270.380</b>
<b>Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)</b>	<b>57.171</b>	<b>136.960</b>	<b>110.635</b>
<b>Total Costos Financieros</b>	<b>(634.584)</b>	<b>(827.194)</b>	<b>(690.744)</b>
<b>Total Resultado Financiero</b>	<b>(313.107)</b>	<b>(377.533)</b>	<b>(332.663)</b>

- (1) Ver Nota 26.2.c).
- (2) Corresponde al ingreso financiero por la actualización financiera durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, 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 ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020 incluye ingreso financiero por actualización financiera de impuestos PIS/COFINS por cobrar de Enel Generación Fortaleza por MUS\$ 546 (MUS\$ 14.330 y MUS\$0 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente), ingresos financieros de activos regulatorios filiales brasileñas por MUS\$ 32.715 (MUS\$ 48.228 y MUS\$ 28.579 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente), ingreso financiero por cuentas por cobrar VOSA de filiales generación argentina por MUS\$ 12.387 (MUS\$ 80.738 y MUS\$ 12.894 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente), ingresos por revaluación de inversiones por cambio en la propiedad de Central Térmica Manuel Belgrano y Central Térmica San Martín por MUS\$ 24.893 (ver nota 14) y otros ingresos por MUS\$ 26.260 (MUS\$ 92.077 y MUS\$ 90.277 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente).

- (4) Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020, se incluyen MUS\$ 13.754 (MUS\$ 56.225 y MUS\$ 61.454 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente) de nuestra subsidiaria Edesur, correspondientes al costo financiero generado por la actualización de multa de calidad de servicio por la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016 (Ver Nota 24). Adicionalmente, nuestras subsidiarias brasileñas, han reconocido MUS\$ 70.622, MUS\$ 54.002 y MUS\$ 61.087 durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente, por concepto de actualización financiera de reclamaciones legales.
- (5) Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020 son incluidos Intereses por la deuda con Enel Finance International NV por MUS\$ 2.662 (MUS\$ 127.977 y MUS\$ 43.874 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente), referentes a refinanciación compra Enel Distribución Sao Paulo (ver nota 11.d).
- (6) Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020 se incluyen intereses provenientes de la deuda de CAMESA por MUS\$ 88.415 (MUS\$ 91.864 y MUS\$ 111.680 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente), Costos bancarios por MUS\$ 32.533 (MUS\$ 53.458 y MUS\$ 56.188 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente), Costos financieros por venta de cartera que corresponden a operaciones de cesión de cuentas por cobrar en nuestras subsidiarias de Perú, Colombia y Brasil, por MUS\$ 0 (MUS\$ 5.950 y MUS\$ 23.471 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente) y Otros por MUS\$ 152.383 (MUS\$ 139.392 y MUS\$ 110.675 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente).
- (\*) Los orígenes de los efectos en resultados por unidades de reajuste y diferencias de cambios son los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	2020	2019	2018
Inventario	27.150	25.670	2.099
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	48	79	128
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11.601	8.867	5.218
Plusvalía	6.530	8.858	8.494
Propiedades, planta y equipo	485.353	646.811	621.219
Activos por impuestos diferidos	14.665	20.861	-
Pasivo por impuestos diferidos	(89.669)	(119.471)	-
Patrimonio Total	(355.914)	(382.962)	(318.132)
Ingresos	(150.056)	(346.360)	(282.564)
Costos	126.134	241.081	207.965
Resultado financiero	2.818	(1.559)	20.434
Otros Gastos Distintos a la operación	(3.317)	95	(264)
Impuesto Sobre Sociedades	1.355	22.507	5.783
<b>Resultado por Hiperinflación (1)</b>	<b>76.698</b>	<b>124.477</b>	<b>270.380</b>
<b>Total Resultado por Unidades de Reajuste</b>	<b>76.698</b>	<b>124.477</b>	<b>270.380</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	2020	2019	2018
Efectivo y equivalentes al efectivo	8.277	3.553	28.247
Otros activos financieros	130.570	57.818	143.279
Otros activos no financieros	27.195	379	5.356
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	57.226	210.587	193.532
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	-	-	2.473
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(30.988)	(43.692)	(144.669)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(46.073)	(45.142)	(76.575)
Otros pasivos no financieros	(89.036)	(46.543)	(41.008)
<b>Total Diferencias de Cambio</b>	<b>57.171</b>	<b>136.960</b>	<b>110.635</b>

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



## 34. INFORMACIÓN POR SEGMENTO

### 34.1 Criterios de segmentación

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

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

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

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

#### **Segmento de Generación y Transmisión a informar:**

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

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

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

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

#### **Segmento de Distribución a informar:**

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

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

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

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

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

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

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

### 34.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros

miles de dólares estadounidenses - MU\$

Línea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
<b>ACTIVOS</b>								
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	<b>1.752.168</b>	<b>1.401.368</b>	<b>4.321.551</b>	<b>4.513.289</b>	<b>105.537</b>	<b>666.597</b>	<b>6.179.256</b>	<b>6.581.254</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo	678.856	593.058	748.245	649.538	79.892	696.401	1.506.993	1.938.997
Otros activos financieros corrientes	77.146	62.287	151.746	49.098	1.387	8.998	230.279	120.383
Otros activos no financieros, corriente	70.693	68.906	430.800	374.419	59.293	42.837	560.786	486.162
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	699.288	446.026	2.524.640	3.044.634	11.007	13.797	3.234.935	3.504.457
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	110.101	129.961	19.689	26.237	(82.840)	(139.829)	46.950	16.369
Inventarios corrientes	86.375	68.525	384.790	327.751	268	(37)	471.433	396.239
Activos por impuestos corrientes, corriente	29.709	32.605	61.641	30.286	36.530	44.430	127.880	107.321
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	11.326	-	-	-	11.326
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>5.023.349</b>	<b>5.481.408</b>	<b>14.821.340</b>	<b>16.610.174</b>	<b>909.613</b>	<b>1.103.548</b>	<b>20.754.302</b>	<b>23.195.130</b>
Otros activos financieros no corrientes	293.011	345.968	2.497.735	2.703.694	117	149	2.790.863	3.049.811
Otros activos no financieros no corrientes	44.772	67.688	2.284.187	2.663.918	3.897	4.284	2.332.856	2.735.890
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	280.119	311.858	297.872	275.915	533	184	578.524	587.957
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	43.945	54.002	32	68	(43.945)	(53.223)	32	847
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	111.027	104.875	1.596	1.710	(110.350)	(104.607)	2.273	1.978
Activos intangibles distintos de la plusvalía	136.560	67.708	4.370.876	5.441.246	17.390	18.925	4.524.826	5.527.879
Plusvalía	-	-	-	-	945.512	1.173.043	945.512	1.173.043
Propiedades, planta y equipo	3.953.188	4.351.508	4.396.560	4.399.515	4.924	12.415	8.354.672	8.763.438
Propiedad de inversión	-	-	7.942	10.254	-	-	7.942	10.254
Activos por derecho de uso	127.537	147.005	94.180	108.112	703	682	222.420	255.799
Activos por impuestos diferidos	33.190	30.796	870.360	1.005.742	90.832	51.696	994.382	1.088.234
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>6.775.517</b>	<b>6.882.776</b>	<b>19.142.891</b>	<b>21.123.463</b>	<b>1.015.150</b>	<b>1.770.145</b>	<b>26.933.558</b>	<b>29.776.384</b>

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		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>								
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	<b>1.652.616</b>	<b>1.222.704</b>	<b>5.178.351</b>	<b>5.027.059</b>	<b>446.255</b>	<b>486.169</b>	<b>7.277.222</b>	<b>6.735.932</b>
Otros pasivos financieros corrientes	317.285	198.424	1.020.125	847.463	487.720	362.520	1.825.130	1.408.407
Pasivos por arrendamientos corrientes	21.478	42.441	29.753	38.758	264	445	51.495	81.644
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	881.993	580.450	3.081.693	3.102.559	129.890	237.036	4.093.576	3.920.045
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	155.817	122.443	651.021	518.068	(209.716)	(146.000)	597.122	494.511
Otras provisiones corrientes	79.356	80.023	141.067	205.464	2	565	220.425	286.052
Pasivos por impuestos corrientes	150.727	144.418	69.379	70.073	2.764	6.236	222.870	220.727
Otros pasivos no financieros corrientes	45.960	54.505	185.313	240.883	35.331	25.367	266.604	320.755
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	3.791	-	-	-	3.791
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>1.280.831</b>	<b>1.690.280</b>	<b>7.759.713</b>	<b>8.548.777</b>	<b>282.129</b>	<b>555.209</b>	<b>9.322.673</b>	<b>10.794.266</b>
Otros pasivos financieros no corrientes	727.682	1.051.275	2.518.301	3.134.569	591.723	595.989	3.837.706	4.781.833
Pasivos por arrendamientos no corrientes	11.591	20.506	78.882	87.742	597	377	91.070	108.625
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	979	4.178	2.049.498	2.320.943	10.998	10.876	2.061.475	2.335.997
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	19.252	15.258	444.950	34.662	(319.811)	(49.920)	144.391	-
Otras provisiones no corrientes	84.179	101.159	749.514	874.836	207	332	833.900	976.327
Pasivo por impuestos diferidos	335.101	382.097	282.397	267.181	(4.545)	(5.424)	612.953	643.854
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	32.753	33.720	1.588.504	1.799.663	2.960	2.979	1.624.217	1.836.362
Otros pasivos no financieros no corrientes	69.294	82.087	47.667	29.181	-	-	116.961	111.268
<b>PATRIMONIO NETO</b>	<b>3.842.070</b>	<b>3.969.792</b>	<b>6.204.827</b>	<b>7.547.627</b>	<b>286.766</b>	<b>728.767</b>	<b>10.333.663</b>	<b>12.246.186</b>
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>3.842.070</b>	<b>3.969.792</b>	<b>6.204.827</b>	<b>7.547.627</b>	<b>286.766</b>	<b>728.767</b>	<b>8.105.859</b>	<b>9.966.287</b>
Capital emitido y pagado	1.821.697	1.968.025	2.902.092	3.558.565	5.039.289	4.257.285	9.763.078	9.783.875
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.122.697	1.190.915	(82.505)	318.239	4.375.506	3.965.257	5.415.698	5.474.411
Primas de emisión	37.138	38.888	55.685	58.011	(92.823)	(96.899)	-	-
Acciones propias en cartera	(54)	-	-	-	54	-	-	-
Otras reservas	860.592	771.964	3.329.555	3.612.812	(9.035.260)	(7.396.876)	(7.072.917)	(5.291.999)
<b>Participaciones no controladoras</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.227.804</b>	<b>2.279.899</b>
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>6.775.517</b>	<b>6.882.776</b>	<b>19.142.891</b>	<b>21.123.463</b>	<b>1.015.150</b>	<b>1.770.145</b>	<b>26.933.558</b>	<b>29.776.384</b>

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



### 34.3 Países

miles de dólares estadounidenses - MU\$

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
<b>ACTIVOS</b>														
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	<b>249.106</b>	<b>709.462</b>	<b>603.494</b>	<b>626.439</b>	<b>4.138.518</b>	<b>4.304.036</b>	<b>850.472</b>	<b>560.017</b>	<b>546.260</b>	<b>551.843</b>	<b>(208.594)</b>	<b>(170.543)</b>	<b>6.179.256</b>	<b>6.581.254</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo	8.050	634.221	139.448	130.856	741.381	699.524	383.257	186.762	234.857	287.634	-	-	1.506.993	1.938.997
Otros activos financieros corrientes	116	1.837	65.382	-	160.734	115.002	4.047	3.512	-	232	-	-	230.279	120.383
Otros activos no financieros, corriente	16.730	3.811	42.123	47.708	411.573	376.857	27.496	12.941	62.864	44.845	-	-	560.786	486.162
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.587	839	310.882	386.317	2.407.709	2.691.586	331.070	260.132	182.959	164.630	728	953	3.234.935	3.504.457
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	213.077	59.808	148	12.368	38.761	109.394	1.790	2.072	2.496	4.223	(209.322)	(171.496)	46.950	16.369
Inventarios corrientes	-	-	42.883	31.075	272.754	236.485	102.781	83.152	53.015	45.527	-	-	471.433	396.239
Activos por impuestos corrientes, corriente	9.546	9.146	2.628	18.115	105.606	75.188	31	120	10.069	4.752	-	-	127.880	107.321
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	11.326	-	-	-	-	-	11.326
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>10.473.781</b>	<b>10.105.798</b>	<b>2.468.259</b>	<b>2.622.717</b>	<b>11.374.761</b>	<b>13.482.703</b>	<b>4.397.892</b>	<b>4.371.244</b>	<b>2.382.886</b>	<b>2.561.433</b>	<b>(10.343.277)</b>	<b>(9.948.765)</b>	<b>20.754.302</b>	<b>23.195.130</b>
Otros activos financieros no corrientes	-	-	25.461	3.209	2.765.194	3.046.431	153	171	55	-	-	-	2.790.863	3.049.811
Otros activos no financieros no corrientes	2.980	3.125	898	3.354	2.272.857	2.690.639	33.029	21.844	23.092	16.760	-	168	2.332.856	2.735.890
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	77	126	268.536	308.730	276.346	236.555	33.565	42.546	-	-	-	-	578.524	587.957
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	225.000	375.000	32	68	-	17.039	-	-	-	-	(225.000)	(391.260)	32	847
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	10.245.701	9.726.059	315.981	357.963	-	-	127	141	-	-	(10.559.536)	(10.082.185)	2.273	1.978
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	61.159	30.519	4.256.831	5.306.273	135.881	125.795	70.955	65.292	-	-	4.524.826	5.527.879
Plusvalía	-	-	4.523	4.665	494.129	638.031	5.601	5.835	-	-	441.259	524.512	945.512	1.173.043
Propiedades, planta y equipo	-	-	1.762.799	1.888.301	304.256	401.190	4.158.620	4.162.924	2.128.997	2.311.023	-	-	8.354.672	8.763.438
Propiedad de inversión	-	-	-	-	7.942	10.254	-	-	-	-	-	-	7.942	10.254
Activos por derecho de uso	24	19	124	18	43.099	75.419	19.639	11.988	159.534	168.355	-	-	222.420	255.799
Activos por impuestos diferidos	(1)	1.469	28.746	25.890	954.107	1.060.872	11.277	-	253	3	-	-	994.382	1.088.234
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>10.722.887</b>	<b>10.815.260</b>	<b>3.071.753</b>	<b>3.249.156</b>	<b>15.513.279</b>	<b>17.786.739</b>	<b>5.248.364</b>	<b>4.931.261</b>	<b>2.929.146</b>	<b>3.113.276</b>	<b>(10.551.871)</b>	<b>(10.119.308)</b>	<b>26.933.558</b>	<b>29.776.384</b>

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>														
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	<b>595.828</b>	<b>508.799</b>	<b>689.017</b>	<b>746.901</b>	<b>4.192.739</b>	<b>3.918.889</b>	<b>1.206.026</b>	<b>876.231</b>	<b>627.532</b>	<b>482.477</b>	<b>(33.920)</b>	<b>202.635</b>	<b>7.277.222</b>	<b>6.735.932</b>
Otros pasivos financieros corrientes	339.842	362.520	6.088	7.282	797.217	813.061	454.167	169.543	227.816	56.001	-	-	1.825.130	1.408.407
Pasivos por arrendamientos corrientes	19	11	78	7	15.702	26.422	4.792	6.002	30.904	49.202	-	-	51.495	81.644
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	46.970	62.072	527.729	438.227	2.758.445	2.569.032	492.040	460.442	207.027	235.240	61.365	155.032	4.093.576	3.920.045
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	208.628	83.446	31.787	119.403	337.202	134.906	72.213	62.468	42.577	46.685	(95.285)	47.603	597.122	494.511
Otras provisiones corrientes	-	561	45.167	44.825	77.844	144.977	40.176	38.297	57.238	57.392	-	-	220.425	286.052
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	44.383	92.080	33.986	6.741	110.724	108.167	33.777	13.739	-	-	222.870	220.727
Otros pasivos no financieros corrientes	369	189	33.785	45.077	172.343	223.750	31.914	27.521	28.193	24.218	-	-	266.604	320.755
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	3.791	-	-	-	-	-	3.791
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>597.203</b>	<b>598.977</b>	<b>509.899</b>	<b>616.239</b>	<b>6.168.982</b>	<b>7.528.770</b>	<b>1.537.229</b>	<b>1.648.410</b>	<b>734.467</b>	<b>805.168</b>	<b>(225.107)</b>	<b>(403.298)</b>	<b>9.322.673</b>	<b>10.794.266</b>
Otros pasivos financieros no corrientes	591.722	595.990	40.785	40.649	1.539.623	2.330.394	1.251.199	1.404.406	414.377	410.394	-	-	3.837.706	4.781.833
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	8	45	7	35.901	58.800	15.639	6.191	39.485	43.619	-	-	91.070	108.625
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	86.559	152.240	1.962.061	2.171.886	1.136	997	11.719	10.868	-	6	2.061.475	2.335.997
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	16.228	369.498	387.076	-	-	-	-	(225.107)	(403.304)	144.391	-
Otras provisiones no corrientes	-	-	19.760	23.710	714.757	848.183	78.504	49.659	20.879	54.775	-	-	833.900	976.327
Pasivo por impuestos diferidos	2.521	-	286.936	311.503	40.030	26.428	63.683	51.332	219.783	254.591	-	-	612.953	643.854
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	2.960	2.979	13.920	14.178	1.476.884	1.683.453	124.248	129.507	6.205	6.245	-	-	1.624.217	1.836.362
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	61.894	57.724	30.228	22.550	2.820	6.318	22.019	24.676	-	-	116.961	111.268
<b>PATRIMONIO NETO</b>	<b>9.529.856</b>	<b>9.707.484</b>	<b>1.872.837</b>	<b>1.886.016</b>	<b>5.151.558</b>	<b>6.339.080</b>	<b>2.505.109</b>	<b>2.406.620</b>	<b>1.567.147</b>	<b>1.825.631</b>	<b>(10.292.844)</b>	<b>(9.918.645)</b>	<b>10.333.663</b>	<b>12.246.186</b>
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	9.529.856	9.707.484	1.872.837	1.886.016	5.151.558	6.339.080	2.505.109	2.406.620	1.567.147	1.825.631	(10.292.844)	(9.918.645)	8.105.859	9.966.287
Capital emitido y pagado	9.763.079	9.783.875	953.561	936.444	3.695.565	4.123.929	195.415	203.580	1.483.352	1.618.125	(6.327.894)	(6.882.078)	9.763.078	9.783.875
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.008.390	3.186.021	-	121.454	238.459	197.561	597.534	972.249	854.096	272.808	1.086.144	163.313	5.415.698	5.474.411
Primas de emisión	-	-	-	-	575.327	742.877	88.781	92.490	1.612	1.758	(665.720)	(837.125)	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	(21.375)	-	-	-	-	-	21.375	-	-	-
Otras reservas	(3.241.613)	(3.262.412)	1.040.730	711.113	704.480	874.740	1.248.664	1.256.454	(190.625)	(229.240)	(4.406.749)	(2.362.755)	(7.072.917)	(5.291.999)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.227.804	2.279.899
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>10.722.887</b>	<b>10.815.260</b>	<b>3.071.753</b>	<b>3.249.156</b>	<b>15.513.279</b>	<b>17.786.739</b>	<b>5.248.364</b>	<b>4.931.261</b>	<b>2.929.146</b>	<b>3.113.276</b>	<b>(10.551.871)</b>	<b>(10.119.308)</b>	<b>26.933.558</b>	<b>29.776.384</b>

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





### 34.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países

#### a) Generación y Transmisión

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio	Generación y Transmisión											
	Pais	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
ACTIVOS	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	<b>297.094</b>	<b>329.778</b>	<b>725.298</b>	<b>489.030</b>	<b>353.946</b>	<b>251.413</b>	<b>375.830</b>	<b>433.281</b>	-	(102.134)	<b>1.752.168</b>	<b>1.401.368</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo	80.741	91.497	167.713	179.541	239.549	86.361	190.853	235.659	-	-	678.856	593.058
Otros activos financieros corrientes	41.991	-	31.382	58.849	3.773	3.206	-	232	-	-	77.146	62.287
Otros activos no financieros, corriente	12.401	28.264	25.705	30.114	9.254	2.858	23.333	7.670	-	-	70.693	68.906
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	111.216	161.872	444.478	113.029	70.578	78.136	73.008	92.989	8	-	699.288	446.026
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	18.509	16.139	38.033	96.370	926	55.821	52.641	63.765	(8)	(102.134)	110.101	129.961
Inventarios corrientes	29.608	13.944	320	391	29.866	25.031	26.581	29.159	-	-	86.375	68.525
Activos por impuestos corrientes, corriente	2.628	18.062	17.667	10.736	-	-	9.414	3.807	-	-	29.709	32.605
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>715.591</b>	<b>838.459</b>	<b>693.610</b>	<b>791.639</b>	<b>2.420.482</b>	<b>2.524.074</b>	<b>1.193.666</b>	<b>1.328.046</b>	-	(810)	<b>5.023.349</b>	<b>5.481.408</b>
Otros activos financieros no corrientes	25.454	3.200	267.351	342.599	151	169	55	-	-	-	293.011	345.968
Otros activos no financieros no corrientes	839	3.265	12.463	37.866	8.378	9.797	23.092	16.760	-	-	44.772	67.688
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	268.076	308.084	8.020	25	4.023	3.749	-	-	-	-	280.119	311.858
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	18.411	34.662	-	1.758	-	-	25.534	18.392	-	(810)	43.945	54.002
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.145	572	55.520	45.123	2.475	2.579	51.887	56.601	-	-	111.027	104.875
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11.092	154	69.410	8.655	30.113	32.433	25.945	26.466	-	-	136.560	67.708
Propiedades, planta y equipo	371.322	462.759	266.974	350.378	2.373.206	2.471.721	941.686	1.066.650	-	-	3.953.188	4.351.508
Activos por derecho de uso	-	-	184	202	2.136	3.626	125.217	143.177	-	-	127.537	147.005
Activos por impuestos diferidos	19.252	25.763	13.688	5.033	-	-	250	-	-	-	33.190	30.796
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>1.012.685</b>	<b>1.168.237</b>	<b>1.418.908</b>	<b>1.280.669</b>	<b>2.774.428</b>	<b>2.775.487</b>	<b>1.569.496</b>	<b>1.761.327</b>	-	(102.944)	<b>6.775.517</b>	<b>6.882.776</b>

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio	Generación y Transmisión												
	País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>													
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	161.117	338.950	665.046	344.845	570.719	387.805	255.734	241.747	-	(90.643)	1.652.616	1.222.704	
Otros pasivos financieros corrientes	6.088	7.282	21.768	81.967	263.242	98.742	26.187	10.433	-	-	317.285	198.424	
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	138	132	1.793	1.476	19.547	40.833	-	-	21.478	42.441	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	60.088	109.347	578.444	229.009	153.466	142.993	89.995	99.101	-	-	881.993	580.450	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	29.041	118.028	49.014	17.809	45.183	41.035	32.579	36.214	-	(90.643)	155.817	122.443	
Otras provisiones corrientes	1.380	-	(3)	-	29.096	31.215	48.883	48.808	-	-	79.356	80.023	
Pasivos por impuestos corrientes	41.620	73.629	7.071	6.076	70.498	63.076	31.538	1.637	-	-	150.727	144.418	
Otros pasivos no financieros corrientes	22.900	30.664	8.614	9.852	7.441	9.268	7.005	4.721	-	-	45.960	54.505	
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	144.807	221.136	179.215	205.761	697.178	943.881	259.631	331.803	-	(12.301)	1.280.831	1.690.280	
Otros pasivos financieros no corrientes	40.785	40.650	127.378	176.594	542.592	816.492	16.927	17.539	-	-	727.682	1.051.275	
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	83	120	515	2.041	10.993	18.345	-	-	11.591	20.506	
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	3.034	215	505	764	639	-	-	-	-	979	4.178	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	16.228	19.252	11.331	-	-	-	-	-	(12.301)	19.252	15.258	
Otras provisiones no corrientes	62	-	1.730	2.053	61.967	44.831	20.420	54.275	-	-	84.179	101.159	
Pasivo por impuestos diferidos	52.504	101.043	29.787	13.171	63.683	51.223	189.127	216.660	-	-	335.101	382.097	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	3.190	3.172	-	-	27.657	28.655	1.906	1.893	-	-	32.753	33.720	
Otros pasivos no financieros no corrientes	48.266	57.009	770	1.987	-	-	20.258	23.091	-	-	69.294	82.087	
<b>PATRIMONIO NETO</b>	706.761	608.151	574.647	730.063	1.506.531	1.443.801	1.054.131	1.187.777	-	-	3.842.070	3.969.792	
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	706.761	608.151	574.647	730.063	1.506.531	1.443.801	1.054.131	1.187.777	-	-	3.842.070	3.969.792	
Capital emitido y pagado	561.138	569.466	215.930	268.415	191.473	199.473	853.156	930.671	-	-	1.821.697	1.968.025	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	11.406	4.884	237.270	335.962	665.670	565.626	208.351	284.443	-	-	1.122.697	1.190.915	
Primas de emisión	-	-	-	-	33.096	34.479	4.042	4.409	-	-	37.138	38.888	
Acciones propias en cartera	-	-	(54)	-	-	-	-	-	-	-	(54)	-	
Otras reservas	134.217	33.801	121.501	125.686	616.292	644.223	(11.418)	(31.746)	-	-	860.592	771.964	
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	1.012.685	1.168.237	1.418.908	1.280.669	2.774.428	2.775.487	1.569.496	1.761.327	-	(102.944)	6.775.517	6.882.776	

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 - MU\$S

Línea de Negocio	Distribución												
	País	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
<b>ACTIVOS</b>													
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	<b>274.170</b>	<b>284.127</b>	<b>3.356.268</b>	<b>3.711.977</b>	<b>499.983</b>	<b>363.837</b>	<b>191.178</b>	<b>153.383</b>	<b>(48)</b>	<b>(35)</b>	<b>4.321.551</b>	<b>4.513.289</b>	
Efectivo y equivalentes al efectivo	8.016	24.452	557.280	475.746	141.721	97.623	41.228	51.717	-	-	748.245	649.538	
Otros activos financieros corrientes	23.383	-	128.089	48.792	274	306	-	-	-	-	151.746	49.098	
Otros activos no financieros, corriente	29.464	18.982	374.088	341.073	18.191	10.072	9.057	4.292	-	-	430.800	374.419	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	199.667	222.959	1.954.523	2.568.600	260.485	181.485	109.912	71.574	53	16	2.524.640	3.044.634	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	364	602	8.480	11.350	6.396	4.904	4.550	9.432	(101)	(51)	19.689	26.237	
Inventarios corrientes	13.276	17.132	272.167	236.130	72.916	58.121	26.431	16.368	-	-	384.790	327.751	
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	61.641	30.286	-	-	-	-	-	-	61.641	30.286	
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	11.326	-	-	-	-	-	11.326	
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>1.442.359</b>	<b>1.456.918</b>	<b>10.141.977</b>	<b>12.004.828</b>	<b>1.973.507</b>	<b>1.842.861</b>	<b>1.263.497</b>	<b>1.305.567</b>	-	-	<b>14.821.340</b>	<b>16.610.174</b>	
Otros activos financieros no corrientes	6	9	2.497.727	2.703.683	2	2	-	-	-	-	2.497.735	2.703.694	
Otros activos no financieros no corrientes	60	84	2.259.476	2.651.786	24.651	12.048	-	-	-	-	2.284.187	2.663.918	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	460	646	267.871	236.472	29.541	38.797	-	-	-	-	297.872	275.915	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	32	68	-	-	-	-	-	-	-	-	32	68	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	133	186	-	-	1.463	1.524	-	-	-	-	1.596	1.710	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	50.067	30.365	4.174.705	5.281.728	103.745	93.220	42.359	35.933	-	-	4.370.876	5.441.246	
Propiedades, planta y equipo	1.391.477	1.425.542	32.860	40.609	1.785.402	1.688.908	1.186.821	1.244.456	-	-	4.396.560	4.399.515	
Propiedad de inversión	-	-	7.942	10.254	-	-	-	-	-	-	7.942	10.254	
Activos por derecho de uso	124	18	42.236	74.554	17.503	8.362	34.317	25.178	-	-	94.180	108.112	
Activos por impuestos diferidos	-	-	859.160	1.005.742	11.200	-	-	-	-	-	870.360	1.005.742	
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>1.716.529</b>	<b>1.741.045</b>	<b>13.498.245</b>	<b>15.716.805</b>	<b>2.473.490</b>	<b>2.206.698</b>	<b>1.454.675</b>	<b>1.458.950</b>	<b>(48)</b>	<b>(35)</b>	<b>19.142.891</b>	<b>21.123.463</b>	

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	Distribución											
	Pais	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>												
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	<b>591.523</b>	<b>509.222</b>	<b>3.697.032</b>	<b>3.699.914</b>	<b>640.775</b>	<b>545.688</b>	<b>249.069</b>	<b>272.270</b>	<b>(48)</b>	<b>(35)</b>	<b>5.178.351</b>	<b>5.027.059</b>
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	775.450	731.093	190.925	70.801	53.750	45.569	-	-	1.020.125	847.463
Pasivos por arrendamientos corrientes	78	7	15.396	25.856	2.999	4.526	11.280	8.369	-	-	29.753	38.758
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	467.412	328.700	2.159.212	2.321.877	338.490	316.584	116.577	135.398	2	-	3.081.693	3.102.559
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	69.660	109.013	513.115	286.621	32.604	79.684	35.692	42.785	(50)	(35)	651.021	518.068
Otras provisiones corrientes	43.785	44.825	77.846	144.973	11.080	7.082	8.356	8.584	-	-	141.067	205.464
Pasivos por impuestos corrientes	-	12.264	26.914	665	40.226	45.041	2.239	12.103	-	-	69.379	70.073
Otros pasivos no financieros corrientes	10.588	14.413	129.099	188.829	24.451	18.179	21.175	19.462	-	-	185.313	240.883
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	3.791	-	-	-	-	-	3.791
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>415.192</b>	<b>429.766</b>	<b>6.033.093</b>	<b>6.946.561</b>	<b>840.051</b>	<b>704.526</b>	<b>471.377</b>	<b>467.924</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>7.759.713</b>	<b>8.548.777</b>
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	1.412.245	2.153.800	708.607	587.914	397.449	392.855	-	-	2.518.301	3.134.569
Pasivos por arrendamientos no corrientes	45	7	35.221	58.311	15.124	4.150	28.492	25.274	-	-	78.882	87.742
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	86.559	149.205	1.961.838	2.171.380	372	358	729	-	-	-	2.049.498	2.320.943
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	50.566	34.662	394.384	-	-	-	-	-	-	-	444.950	34.662
Otras provisiones no corrientes	19.698	23.710	712.820	845.798	16.537	4.828	459	500	-	-	749.514	874.836
Pasivo por impuestos diferidos	233.966	210.460	10.243	13.257	-	107	38.188	43.357	-	-	282.397	267.181
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	10.730	11.006	1.476.884	1.683.454	96.591	100.851	4.299	4.352	-	-	1.588.504	1.799.663
Otros pasivos no financieros no corrientes	13.628	716	29.458	20.561	2.820	6.318	1.761	1.586	-	-	47.667	29.181
<b>PATRIMONIO NETO</b>	<b>709.814</b>	<b>802.057</b>	<b>3.768.120</b>	<b>5.070.330</b>	<b>992.664</b>	<b>956.484</b>	<b>734.229</b>	<b>718.756</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6.204.827</b>	<b>7.547.627</b>
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>709.814</b>	<b>802.057</b>	<b>3.768.120</b>	<b>5.070.330</b>	<b>992.664</b>	<b>956.484</b>	<b>734.229</b>	<b>718.756</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6.204.827</b>	<b>7.547.627</b>
Capital emitido y pagado	528.339	544.855	2.222.793	2.849.227	3.941	4.106	147.019	160.377	-	-	2.902.092	3.558.565
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(67.928)	223.667	(882.158)	(673.567)	346.671	282.082	520.910	486.057	-	-	(82.505)	318.239
Primas de emisión	-	-	-	-	55.685	58.011	-	-	-	-	55.685	58.011
Otras reservas	249.403	33.535	2.427.485	2.894.670	586.367	612.285	66.300	72.322	-	-	3.329.555	3.612.812
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>1.716.529</b>	<b>1.741.045</b>	<b>13.498.245</b>	<b>15.716.805</b>	<b>2.473.490</b>	<b>2.206.698</b>	<b>1.454.675</b>	<b>1.458.950</b>	<b>(48)</b>	<b>(35)</b>	<b>19.142.891</b>	<b>21.123.463</b>

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



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

#### 35.1 Garantías directas

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente			Liberación de garantías				
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2019	Activos			
											2020	2021	Activos	
Mitsubishi Corporation	Enel Generación Costanera S.A.	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	US\$	39.285	US\$	46.802	47.844	-	-	-	-	-
BNDES	Enel Distribución Rio S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US\$	3.966	US\$	3.845	13.205	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Ceará S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US\$	10.969	US\$	74.198	98.388	-	-	-	-	-
Banco Bradesco	Enel Distribución Goiás S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US\$	19.911	US\$	43.802	77.054	-	-	-	-	-
Fundação Cesp	Enel Distribuicao Sao Paulo S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	US\$	21.775	US\$	816.798	934.752	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Generación Piura S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	US\$	23.408	US\$	16.933	56.835	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Enel Distribución Perú S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	US\$	32.315	US\$	24.065	33.187	-	-	-	-	-
Banco Continental SA	Enel Generación Perú S.A.	Acreedor	Hipoteca	Activo Fijo	US\$	9.569	US\$	7.129	5.180	-	-	-	-	-

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos asciende a MUS\$ 104.577 y MUS\$ 114.699, respectivamente (ver Nota 17.c.ii).

Al 31 de diciembre de 2020, Enel Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de MUS\$ 71.322.737 (MUS\$ 96.201.541 al 31 de diciembre de 2019).

## 35.2 Garantías Indirectas

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tipo	Nombre del Contrato	Fecha de Término	Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Saldo pendiente		
				Nombre	Relación		Moneda	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Solidario	Bono H	Octubre 2028	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile S.A.	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) *	Codeudor Solidario	US\$	70.897	67.285
Solidario	Bono M	Diciembre 2029	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile S.A.	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) *	Codeudor Solidario	US\$	335.240	341.010
Aval	DEBÉNTURES 9ª EMISSÃO (AMPL19)	Diciembre 2020	DEBENTURES	Enel Distribución Rio S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	-	149.148
Aval	BNP PARIBAS 4131	Febrero 2022	BNP PARIBAS	Enel Distribución Rio S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	79.612	102.642
Aval	CITIBANK 4131 II	Marzo 2021	CITIBANK	Enel Distribución Rio S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	96.461	96.891
Aval	ITAÚ 4131	Julio 2021	ITAÚ	Enel Distribución Rio S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	77.194	77.203
Aval	BNP PARIBAS 4131 II	Diciembre 2022	BNP PARIBAS	Enel Distribución Rio S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	39.230	-
Aval	CITIBANK 4131	Enero 2021	CITIBANK	Enel Distribución Goiás S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	-	145.929
Aval	BNDES FINAME GIRO	Mayo 2023	BNDES	Enel Distribución Goiás S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	18.170	25.054
Aval	SCOTIABANK 4131 CELG	Agosto 2022	SCOTIABANK	Enel Distribución Goiás S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	48.870	48.870
Aval	NP 3ª Emissão	Noviembre 2020	ITAÚ BBA INTERNATIONAL PLC	Enel Distribución Goiás S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	-	217.443
Aval	SCOTIABANK 4131 CELG II	Noviembre 2020	SCOTIABANK	Enel Distribución Goiás S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	-	48.056
Aval	BNP PARIBAS 4131 II	Marzo 2021	BNP PARIBAS- CREDIT AGREEMENT	Enel Distribución Goiás S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	33.108	-
Aval	DEBÉNTURES - 23ª EMISSÃO - 1ª série	Septiembre 2021	DEBENTURES	Enel Distribuicao Sao Paulo S.A.	Enel Brasil	Aval	US\$	136.305	177.479
Aval	DEBÉNTURES - 23ª EMISSÃO - 2ª série	Septiembre 2023	DEBENTURES	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Brasil	Aval	US\$	270.297	352.037
Aval	BNP PARIBAS 4131	Junio 2020	BNP PARIBAS- CREDIT AGREEMENT	Enel Distribución Goias (ex-CELG)	Enel Brasil	Aval	US\$	-	50.597
Aval	CITI 4131 FORTALEZA	Abril 2020	CITIBANK	Enel Generación Fortaleza	Enel Brasil	Aval	US\$	-	60.908
Fianza	FINEP - 1º Protocolo	Febrero 2020	FINEP	Enel Distribución Sao Paulo	n.a	Fianza	US\$	-	253
Fianza	FINEP - 2º Protocolo	Abril 2024	FINEP	Enel Distribución Sao Paulo	n.a	Fianza	US\$	-	15.756
<b>Total</b>								<b>1.205.384</b>	<b>1.976.561</b>

(\*) 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.



### 35.3 Litigios y arbitrajes

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

a) Juicios pendientes Enel Américas:

El Servicio de Impuestos Internos (SII) efectuó una revisión normal correspondiente al año comercial 2012 (Año Tributario 2013). Con fecha 4 de septiembre 2015, notificó liquidación de impuestos por diferencia del impuesto adicional, basado en el artículo 74 de la Ley de la Renta, justificando su posición en que una modificación del FUT implicaría una modificación de la base del impuesto adicional. La compañía señala que el SII aceptó la rectificatoria y la declaración de renta hecha por ella, con lo cual aceptó los impuestos declarados. Con fecha 23 de diciembre 2015, Enersis (actual Enel Américas) presentó reclamo tributario ante los Tribunales Tributarios y Aduaneros (TTA), alegando que la obligación tributaria se encuentra cumplida a cabalidad, pues el impuesto adicional enterado en forma provisoria mensualmente fue solucionado en su totalidad cuando se realizó la rectificatoria de renta con fecha 8 de mayo de 2014, el cual incluyó la rectificación del Fondo de Utilidades Tributables, y por medio de la cual se solucionó y enteró en forma total la obligación tributaria. Se dictó sentencia desfavorable y en enero 2018 la compañía presentó apelación. Con fecha 12 de septiembre 2018, se alegó la causa ante la Corte de Apelaciones, y el fallo de segunda instancia fue desfavorable, con voto disidente de un ministro. Con fecha 15 de noviembre 2018, la compañía presentó recurso de casación en el fondo. La Corte de Apelaciones aceptó su admisibilidad, está pendiente admisibilidad en Corte Suprema. En enero de 2019, la Tesorería General de la República notificó requerimiento de pago de impuestos a Enel Américas. La compañía solicitó se esperara la resolución de la Corte de Apelaciones sobre la suspensión del giro. El 1° marzo solicitamos se resolviera derechamente la suspensión del cobro presentada con fecha 8 de noviembre 2018. El 11 de marzo 2019, el Tribunal resolvió suspender el cobro de impuestos por el plazo máximo legal de 6 meses. Con fecha 15 de marzo, el expediente ingresó a la Corte Suprema para su examen de admisibilidad de fondo. El 19 de marzo, la compañía se hizo parte del recurso de casación. En septiembre de 2019, se solicitó la renovación de la suspensión del giro, está pendiente la resolución. Con fecha 25 de octubre 2019, la Corte Suprema accedió a la renovación de la suspensión del Cobro del Giro. En el tiempo intermedio mientras la Corte aún no fallaba la suspensión del cobro, la Tesorería General de la República trabó embargo de fondos en una cuenta corriente de Enel Américas. La Tesorería no puede disponer de dichos fondos por orden de la Corte. En diciembre 2019, se solicitó renovación de la suspensión del giro. Con fecha 03 de enero 2020, la Corte accedió a la solicitud de la compañía. Con fecha 30 de marzo, se solicitó renovación de la suspensión del giro. Con fecha 07 de abril, la Corte accedió a la solicitud de la compañía. Con fecha 15 de junio, se solicitó renovación de la suspensión del giro. Con fecha 22 de junio, la Corte accedió a la solicitud de la compañía. Con fecha 04 de septiembre, se solicitó la renovación de la Suspensión del giro. Con fecha 09 de septiembre 2020, la Corte accedió a la solicitud de la compañía. Con fecha 27 de noviembre 2020, la compañía solicitó la renovación de la Suspensión del giro. Con fecha 02 de diciembre 2020, la Corte se accedió a la solicitud de la compañía. Cuantía M\$ 7.744.293 (aprox. MUS\$ 10.900).

b) Juicios pendientes subsidiarias:

**Colombia:**

1. En demanda de Acción de Grupo, promovida contra Emgesa S.A. ESP por el ciudadano José Rodrigo Alvarez y cerca de otras 1.400 personas todos ellos los habitantes del municipio de Garzón que cursa en el Juzgado Cuarto Civil del Circuito de Bogotá, con radicado 11001310300420120083500, se reclama que, como consecuencia de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se vieron disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el censo socioeconómico del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. La cuantía es de MUS\$ 9.021 equivalente a MCOP 30.870.677. El expediente se encuentra en etapa probatoria desde el año 2016 y no se ha realizado dictamen pericial por falta de actividad de la contraparte. En auto del 8 de mayo de 2019 el Juzgado dispuso que se concedía cerca de US\$ 200 para gastos de la pericia sin que a la fecha la parte demandante los haya cancelado. Estamos a la espera de que el Despacho decida si tiene por desistida esta prueba y que se continúe con la etapa de alegatos finales.
2. Demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho presentada por Emgesa contra la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales DIAN que cursa ante el Tribunal Administrativo del Huila. Emgesa (ex Central Betania) gozaba de un beneficio fiscal al Impuesto a la renta sobre las sociedades, conocida como "Ley Páez", la cual estableció la liberación de impuestos a las sociedades situadas en un área específica que sufrió una catástrofe. Las autoridades fiscales de Colombia (DIAN) impugnaron el método utilizado por Emgesa para determinar la base gravable del impuesto a la renta utilizando este beneficio. Básicamente, la DIAN entiende que ciertos ingresos de Emgesa, tales como ajustes por inflación y el resultado no operacional, no califican para esta exención por no estar relacionadas con la actividad de generación eléctrica. Sin embargo, Emgesa entiende que, de acuerdo con la Ley, este beneficio especial se aplica a la empresa como entidad y no sólo a ciertos ingresos de la compañía. El 27 de julio de 2017 el Tribunal Administrativo del Huila emitió fallo acogiendo los argumentos de la DIAN considerando que sobre estos ingresos no hay beneficio al considerar que no provienen del desarrollo del objeto social de la Compañía. El fallo no planteó un sustento jurídico de fondo y tampoco se pronunció sobre varios argumentos de defensa presentados por la empresa. Del mismo modo, el Tribunal confirmó sanción de inexactitud sin analizar diferencia de criterios ni definir el hecho sancionable. Por lo anterior, el 10 de agosto de 2017, radicamos la apelación reiterando que el beneficio recae sobre la empresa y la ley no discrimina su aplicación cuando se trata de ingresos no operacionales. Se pusieron en consideración nuevos fallos del Consejo de Estado que soportan la posición de la Compañía. Se insistió en que existe una diferencia de criterio y por lo tanto se debe levantar la sanción de inexactitud. El 22 de septiembre de 2017 el proceso fue repartido en el Consejo de Estado donde surtirá la segunda instancia. El 24 de noviembre de 2017, nuestros abogados presentaron los argumentos de cierre y en enero 2018 el expediente entró al despacho de magistrado para la decisión final. Con fecha 15 octubre 2020, el Consejo de Estado profirió sentencia de segunda y última instancia desfavorable para los intereses de Emgesa, la cual concluyó que la exención de la Ley Páez únicamente beneficiaba a los ingresos operacionales. La sentencia ordenó pagar a EMGESA por conceptos de mayor impuesto determinado, sanción, indexación de la sanción y los intereses de mora la suma de COP \$63.766 millones, (MUS\$ 18.634). Esta suma fue pagada el 26 de noviembre de 2020.
3. En demanda de Acción Popular que cursa en el Tribunal Administrativo del Huila con radicado 41001233300020140052400 contra Emgesa S.A. ESP, - Nación - Ministerio de Ambiente y Desarrollo y Ministerio de Minas y Energía, Comepez y Otras empresas piscícolas y pescadores artesanales, solicitan la

protección de los derechos colectivos y de medio ambiente sano, salubridad pública, seguridad alimentaria, y seguridad y prevención de desastres técnicamente previsibles y que se ordene a las entidades realizar de manera inmediata medidas correctivas y preventivas necesarias para que cese el peligro inminente de una mortalidad masiva en los proyectos piscícolas del embalse Betania, con ocasión del llenado del embalse y la operación de El Quimbo. Este proceso no tiene una cuantía por tratarse de una acción e protección a derechos colectivos. 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. Se espera que antes de finalizar el primer trimestre de 2021 se dicte sentencia de primera instancia. El 12 de enero de 2021 se conoció la noticia de la emisión de la sentencia de primera instancia por parte del Tribunal del Huila (notificada formalmente a la empresa el 1 de febrero de 2021) 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 recurrirá la decisión una vez que el Tribunal haya definido algunas solicitudes de aclaración e integración de la sentencia". la sentencia de primera instancia solamente se condenó a realizar un proyecto de descontaminación mas no hubo reconocimiento económico para el demandante. El proyecto mencionado, en caso de ser confirmada la sentencia, lo asumirá la línea de negocio y no habrá pagos

4. Acción de Grupo en contra de Codensa S.A. presentada por varios Conjuntos Residenciales entre ellos el Centro Médico de la Sabana, la cual se cursa ante el Juzgado Primero Administrativo de Bogotá D.C. bajo el radicado 11-001-33-34-001-2014-00056-00, donde pretenden que esta empresa les devuelva lo que supuestamente se les ha cobrado en exceso por no aplicar el beneficio tarifario que según ellos les correspondería como usuarios pertenecientes al Nivel de Tensión Uno y propietarios de la infraestructura, según lo establece la Resolución 082 de 2002, modificada por la resolución 097 de 2008. En cuanto al estado procesal, Codensa procedió a contestar la demanda rechazándola en todas sus partes. Se llevó a cabo la audiencia de conciliación entre las partes, sin éxito. Se ha dictado auto de pruebas el 15 de mayo de 2018 y se negó la inclusión de nuevos demandantes. El proceso está en etapa probatoria. La cuantía estimada para este litigio aproximadamente es COP 337.000 millones (MUS\$ 98.480). Aún no se ha dictado sentencia razón por la que no existe certeza en la pretensión de los demandantes.
5. Acción popular de Henry Andrew Barbosa contra Codensa y la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos del Distrito Capital de Bogotá (UAESP), expediente 2009-0069 del Juzgado Décimo Administrativo de Bogotá DC, y Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho de Codensa SA ESP contra la UAESP, expediente 2018-00718, que cursa ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca. Mediante el fallo de acción popular se ordenó que Codensa y la UAESP re liquidaran el Convenio de Alumbrado Público de 1997 suscrito entre ellas, por cuanto se determinó que había 8.661 luminarias menos de las que Codensa efectivamente consideró en su facturación. Las partes acordaron en el año 2014 la reliquidación y realizaron una transacción para los periodos 1998 a 2004, quedando una obligación a pagar de Codensa a la UAESP de COP 14.433 millones (MUS\$4.218). 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\$ 33.046). Estado Actual del Proceso: Actuaciones Admirativas y/o Judiciales: 1.- Se demandó la Nulidad y Restablecimiento del Derecho en contra de la UAESP, proceso que estaba en etapa inicial de contestación de la demanda por la UAESP. Frente a este proceso, el pasado 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\$ 7.130) 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\$ 25.920).

6. El 4 de diciembre de 2017 se notifica a Enel Américas S.A. la intención del Grupo Energía de Bogotá de someter las diferencias surgidas entre las partes sobre la distribución de utilidades del ejercicio 2016 para Emgesa y Codensa, conforme a lo reglado por el Acuerdo Marco de Inversión – AMI. El demandante fundamenta sus pretensiones en que Enel actúa en contra de sus propios actos, al votar por una distribución de utilidades del 70%, dado que entiende que esta proporción corresponde a “todas las utilidades disponibles de acuerdo a las buenas prácticas comerciales”. La conducta de Enel viola lo dispuesto en la cláusula 3.8. del AMI que regula la forma de distribución de utilidades, obligando a las partes a votar favorablemente la distribución de todas (\$100%) las utilidades que sean posibles de distribuir durante cada ejercicio. Las pretensiones buscan la declaratoria de incumplimiento de Enel al AMI y como consecuencia se distribuyan el 100% de las utilidades del ejercicio 2016 para cada empresa. Cuantía: para Codensa SA ESP la suma de COP 63.619.000.000 (MUS\$ 18.591), 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\$ 24.202), 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\$ 548.339) más intereses. El procedimiento se encuentra en la fase de alegatos de conclusión, por tanto, se convocó a audiencia para recibir alegaciones finales de 10 de febrero de 2021.
7. Se encuentran en curso 37 solicitudes de trámite arbitral instauradas por el socio local Grupo Energía Bogotá contra Codensa (17) – Emgesa (20), donde se busca la nulidad de las Actas de la Junta Directiva y Asamblea General de Accionistas planteando los siguientes argumentos: i) Conflictos de Interés con empresas vinculadas económicas. ii) Imposibilidad de ratificación de autorizaciones para contratar. iii) Indebido levantamiento del conflicto de interés. iv) Violación al AMI en cuanto distribución de utilidades. v) Insuficiente información para toma de decisiones, etc. Las pretensiones de la demanda son similares indicando que las decisiones están viciadas porque contravienen una norma imperativa, son nulas absolutamente por objeto y causa ilícita, contravienen lo indicado en el AMI respecto a distribución de utilidades y haberse aprobado algunos textos de actas estando en curso un arbitramento. La cuantía es indeterminada, sin embargo, están se involucran las decisiones tomadas en torno a operaciones con empresas vinculadas económicas de alto impacto para el negocio. El 5 de julio de 2018 se llevó a cabo el sorteo de los árbitros, ante la negativa de

acuerdo para su designación, y la acumulación sugerida con el arbitramento contra Enel Américas. Estos trámites arbitrales se encuentran en su fase inicial. Mediante auto de fecha 21 de junio de 2019, el Tribunal de Arbitramento que primero se instaló por EMGESA decidió acumular los trámites en uno solo por cuanto las pretensiones son similares, se pueden llevar por el mismo procedimiento, entre las mismas partes y se valen de las mismas pruebas. De esta manera, solo se llevará un arbitramento por EMGESA, lo cual provocó que GEB reformara su demanda. Respecto a CODENSA, el 25 de octubre de 2019, se profirió similar decisión ordenándose su acumulación de 17 arbitramentos en un solo trámite. En el arbitramento de Emgesa se contestó la reforma de la demanda, no obstante, las partes de común acuerdo decidieron suspender el proceso hasta el 28 de diciembre de 2020. En los de CODENSA se contestó la demanda acumulada e igualmente las partes de mutuo acuerdo solicitaron una suspensión del proceso hasta el 28 de diciembre de 2020. Hubo prórroga de suspensión nuevamente.

**Perú:**

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

**Respecto del periodo 1999:** En febrero de 2012, el Tribunal Fiscal (“TF”) resolvió el litigio del año 1999, a favor de Enel Generación Perú S.A.A. por dos centrales y en contra respecto de cuatro centrales, en base al argumento de que sólo por las dos primeras se acreditó que hubo financiamiento. Enel Generación Perú S.A.A. pagó la deuda reliquidada por SUNAT en junio 2012, por el equivalente a MPEN 37.710 (MUS\$ 10.423), la cual tendrá que ser devuelta en caso se obtenga un resultado favorable en la demanda planteada ante el Poder Judicial (“PJ”) contra lo resuelto por el TF, interpuesta en mayo 2012, contra la SUNAT y el TF.

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

En julio de 2020, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la resolución mediante la cual se concede el recurso de apelación. En septiembre de 2020, se llevó la vista de la causa ante la Corte y se presentaron alegatos. En Octubre de 2020, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la sentencia emitida por la Corte, confirmando en parte la sentencia de primera instancia, en el extremo que declara infundada la

pretensión principal (nulidad parcial de la Resolución del TF, por cuanto niega la inclusión del concepto “intereses durante la construcción” en cálculo del “valor similar nuevo”), segunda pretensión principal (se ordene a SUNAT que considere dichos intereses en la estructura de cálculo) y sus respectivas pretensiones accesorias. Asimismo, la Corte ha anulado la sentencia y ha dispuesto la remisión del expediente al Juzgado para que se pronuncie en lo que respecta a la pretensión subordinada (devolución de intereses moratorios por demora excesiva). Esta posición colocó a Enel Generación Perú S.A.A. en una situación inusual ya que, por un lado, debía impugnar la sentencia ante la Corte Suprema vía 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. Mientras no se resuelva la pretensión subordinada no existe ningún efecto práctico.

**Respecto del periodo 2000 y 2001:** El criterio adoptado respecto al periodo 1999, fue replicado para los periodos 2000 y 2001, por lo que Enel Generación Perú S.A.A. pagó MPEN 18.786 (MUS\$ 5.193).

Expediente judicial: En marzo de 2018, el Juzgado del PJ emitió una resolución declarando infundada la demanda, y falló a favor de Enel Generación Perú S.A.A. en orden a no aplicar intereses en los anticipos de marzo a diciembre de 2001. En el mismo mes, Enel Generación Perú S.A.A. presentó una apelación por la parte desfavorable. En diciembre de 2018, se llevó a cabo el informe oral y se presentaron diversos escritos para mejor resolver. En el mismo mes, la Sala del PJ emitió sentencia declarando nula la sentencia de primera instancia, disponiendo que el Juzgado emita nuevo pronunciamiento, atendiendo los argumentos expuestos en la misma sentencia. En marzo de 2019 la Sala devolvió el expediente judicial al Juzgado. En mayo 2020 tomamos conocimiento que el Juzgado había emitido la sentencia que declara fundada en parte la demanda de Enel Generación Perú S.A.A. pero sólo en el extremo referido a la pretensión vinculada con el cobro de intereses moratorios por la omisión de los pagos a cuenta de los periodos de marzo a diciembre de 2001. Las demás pretensiones fueron declaradas infundadas. En agosto de 2020, Enel Generación Perú S.A.A. apeló la sentencia del Juzgado. En diciembre de 2020, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la resolución que otorga la apelación con efecto suspensivo y se elevó el expediente a la Corte.

Expediente administrativo: En agosto de 2017, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con la Resolución de Cumplimiento, emitida considerando el pronunciamiento del TF por el periodo de 1999, mediante la cual la SUNAT procedió a reliquidar la deuda tributaria por el periodo de 2000-2001. Según SUNAT, la deuda tributaria actualizada de Enel Generación Perú S.A.A. ascendía a MMPEN 220, por concepto de IR anual del 2000, su multa vinculada, y pagos a cuenta por el ejercicio 2001. Asimismo, los créditos a favor de la empresa actualizados ascendían a MMPEN 22, por el IR 2001. En septiembre 2017, Enel Generación Perú S.A.A. fue notificada con una Resolución, mediante la cual SUNAT corrige la resolución de Cumplimiento de agosto de 2017, señalando que había aplicado un factor de actualización incorrecto a la deuda tributaria liquidada, lo que se generaba que la deuda tributaria liquidada por SUNAT sea MMPEN 190 y no MMPEN 220. En septiembre de 2017, Enel Generación Perú S.A.A. presentó recurso de apelación contra la mencionada Resolución de Cumplimiento. En julio de 2018, Enel Generación Perú S.A.A. presentó argumentos por escrito. En octubre, se realizó el informe oral y se presentaron alegatos para mejor resolver.

Las próximas actuaciones.

**Respecto de 1999:** El expediente fue remitido al Juzgado por lo que Enel Generación Perú S.A.A. está a la espera que se programe fecha para el informe oral.

**Respecto de 2000 y 2001:** Se espera que el TF emita la correspondiente resolución. Se espera que la Corte programe fecha para la vista de la causa.

La cuantía total de estos litigios se estima en MPEN 75.821 (MUS\$ 20.958).

9. La SUNAT desconoció a Enel Distribución Perú S.A.A. (antes denominada Edelnor) las pérdidas comerciales de energía, reconocidas por la compañía entre los años 2006 al 2011, equivalentes al 2% aproximadamente del total comprado y energía autogenerada, por lo que cuestionó el costo de venta de esa energía determinado por Enel Distribución Perú S.A.A., según la SUNAT, sobre la base de un delito de robo de energía que no fue establecido por los tribunales de justicia. La posición de la SUNAT es que la inviabilidad de la acción judicial sólo puede demostrarse a través de un Reporte Policial y de una Resolución, debidamente motivada, emitida por el Fiscal General (Ministerio Público) que declara el archivo, definitivo o provisorio, de la acción criminal por robo de energía. El TF ha emitido algunas sentencias que establecen que dicha resolución es necesaria. La posición de Enel Distribución Perú S.A.A. es que la ley no establece un mecanismo específico sobre cómo se demostrará la inviabilidad de una acción judicial, por lo que es posible presentar cualquier evidencia disponible, apropiada y razonable para esta situación (revisión libre de la prueba). Enel Distribución Perú S.A.A. eligió para demostrar que era inútil perseguir estos delitos mediante acciones legales, los informes producidos por ingenieros especializados, informes emitidos por la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas y por OSINERGMIN (Regulador), demostrando que no tenía sentido ir al PJ y enjuiciar un delito que sería inútil debido a que los autores del crimen, la ocurrencia exacta de robo, el lugar concreto en el que se produce y la cantidad robada en cada oportunidad no pudieron ser identificados. El TF ha permitido este tipo de acreditación en caso de robo en la distribución de agua (una empresa similar a la distribución de electricidad) y no ha señalado que la resolución emitida por el Fiscal General (Ministerio Público) es la única evidencia admisible que demuestra la inutilidad de la prosecución de la acción judicial.

La evolución de los procesos es:

**Para el año 2006:** El TF falló en contra de Enel Distribución Perú S.A.A., en la apelación, aunque estuvo de acuerdo con la posición de ésta sobre el fondo de la cuestión controvertida. Por tanto, el TF confirmó el reparo después de concluir que Enel Distribución Perú S.A.A. no demostró la cantidad de pérdidas comerciales atribuibles al robo. Tal conclusión se deriva del hecho de que la pérdida de energía comercial no está exclusivamente compuesta por energía robada, sino que también por energía perdida debido a otras razones, tales como errores de medición, errores de facturación y errores en la estimación de pérdidas físicas. Debido a la ejecución inmediata de la sentencia del TF, Enel Distribución Perú S.A.A. pagó la deuda en su totalidad a la SUNAT por un monto total de MPEN 14.517 (MUS\$ 4.013). Luego de una decisión parcialmente en favor de Enel Distribución Perú, en enero 2017, tanto SUNAT y Enel Distribución Perú S.A.A. interpusieron un recurso de casación ante la Corte Suprema de Justicia. En enero de 2018, Enel Distribución Perú S.A.A. recibió notificación de la resolución que declaró rechazado su recurso extraordinario (casación) y admitido el recurso extraordinario de la SUNAT. En noviembre 2019, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Sentencia de Casación N°4739-2017-LIMA, mediante la cual la Corte Suprema declaró fundado el recurso

de casación presentado por la SUNAT, y, en consecuencia, nula la sentencia de segunda instancia, y ordenó que se emita un nuevo pronunciamiento. En agosto 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la sentencia de la Sala, la misma que declaró fundada la pretensión subordinada y, en consecuencia, ordena la devolución del expediente administrativo hasta SUNAT, a efectos de que esta entidad determine, en función a los medios probatorios existentes, el porcentaje de pérdidas extraordinarias por hurto de energía eléctrica. En ese mismo mes, el Tribunal Fiscal y SUNAT presentaron recursos de casación contra la sentencia, los mismos que fueron elevados a la Corte Suprema en setiembre de 2020.

**Para los años 2007 y 2008:** Teniendo en cuenta el resultado obtenido en 2006 para el impuesto a la renta, Enel Distribución Perú S.A.A. inició una nueva estrategia de defensa: (i) en teoría, las pérdidas de energía comerciales pueden estar compuestas de errores de medición, facturación y de estimación de pérdidas físicas, (ii) dado que tales pérdidas se determinan por "sustracción" (la energía que entró en el sistema "menos" la energía suministrada a los clientes y "menos" la pérdida física de la energía), la pérdida de energía comercial puede de hecho, estar integrada por dichos errores sólo en casos de una sub-medición o sub-facturación o subestimación de las pérdidas físicas, (iii) si no existen tales errores, la cantidad que se muestra como pérdida de energía comercial se compone sólo de pérdidas por robo, (iv) durante la inspección, la SUNAT revisó tanto la facturación y el informe de la pérdida física y no hizo ningún cuestionamiento ni investigación respecto de ellos; por lo tanto, en este punto, los errores de facturación o los errores de estimación de pérdidas físicas no se pueden argumentar por la SUNAT como parte de la pérdida de energía comercial, (v) con respecto a los errores de medición, siendo la distribución de energía eléctrica de un negocio regulado, los márgenes de este tipo de errores son mínimos.

**Para el año 2007:** Enel Distribución Perú S.A.A. presentó pruebas de que una pequeña cantidad de pérdida fue atribuible a sub-medición. Entonces, las pérdidas comerciales de energía consistían principalmente en robo (95%) y, en menor medida (5%), a errores de medición. En julio de 2013 Enel Distribución Perú S.A.A. dio informe oral y presentó alegatos. En diciembre de 2019, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó un escrito ampliatorio.

**Para el año 2008:** Enel Distribución Perú S.A.A. presentó pruebas que demostraron un exceso de medición. Por ende, las pérdidas de energía comerciales eran solo robo. En diciembre 2019, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Resolución del TF mediante la cual se emitió un pronunciamiento favorable, de manera parcial. De esta forma, el TF (i) revocó y dejó sin efecto la observación de la SUNAT vinculada con el Impuesto a las Ganancias del año 2008; (ii) revocó las Resoluciones de Impuestos y Multa, vinculadas con los pagos anticipados por los periodos de marzo a diciembre de 2008; (iii) confirmó las Resoluciones de Impuestos y Multa, vinculadas con los pagos anticipados por los periodos enero y febrero de 2008.

En agosto 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Demanda Contencioso Administrativa contra la Resolución del TF interpuesta por SUNAT. En septiembre 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. contestó la demanda.

**Para el año 2009:** SUNAT objetó la deducción de las pérdidas de energía comercial, bajo las mismas razones de los años anteriores. En noviembre de 2013, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó una reclamación, en la que además de reiterar las razones por las que la pérdida comercial de energía es deducible, proporcionó evidencia que demostró que la pérdida de energía comercial consistía principalmente de robo (93%) y, en menor medida (7%), de errores de medición. En junio de 2014, la SUNAT solicitó información sobre los detalles del cálculo de la "pérdida de energía estándar". En julio 2014, Enel Distribución Perú S.A.A. dio



respuesta a los puntos solicitados por la SUNAT. En agosto 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, confirmando en la parte correspondiente al exceso de dicha cantidad. En septiembre 2014, Enel Distribución Perú S.A.A. pagó la deuda mantenida con la SUNAT por un valor MPEN 5.274 (MUS\$ 1.458), este monto incluye intereses moratorios por pagos a cuenta y multas. Se presentó una apelación ante el TF. En julio 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 2018, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó una demanda contra la Resolución del TF ante el PJ, la misma que fue admitida por el Juzgado el mismo mes. En diciembre 2019, el Juzgado tuvo por contestada la demanda por parte de SUNAT y el TF, declaró saneado el proceso, fijó los puntos controvertidos y admitió los medios probatorios. En el mismo mes, Enel Distribución Perú S.A.A. solicitó que se fije fecha para el informe oral y solicitó uso de la palabra. En julio 2020, se programó el informe oral para el 21 de abril del 2021.

**Para el año 2010:** SUNAT sólo objetó la deducción de las pérdidas de energía comerciales en la parte correspondiente al exceso de la pérdida estándar de energía comercial. En julio de 2015, Enel Distribución Perú S.A.A. pagó la deuda mantenida por la SUNAT de un valor MPEN 5.084 (MUS\$ 1.405) incluye tributos, intereses moratorios de pago de cuenta más multas respectivas. Se presentó reclamación ante la SUNAT. En abril de 2016, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada de la Resolución de la SUNAT, que mantiene los reparos, y en el mismo mes se interpuso un recurso de apelación. En enero de 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Resolución del TF que confirmó la posición de la SUNAT, no admitiéndose la deducción del exceso de la pérdida de energía estándar. En junio de 2020 Enel Distribución Perú S.A.A. presentó Demanda Contencioso Administrativa contra la Resolución del TF. En septiembre 2020, se tuvo por contestada la demanda por parte del TF y SUNAT.

**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\$ 864) por concepto de pago a cuentas y multas con los respectivos intereses moratorios. En septiembre 2016, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con liquidaciones de impuestos y multas. En octubre 2016, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó reclamación de los impuestos y multas. En junio de 2017, Enel Distribución Perú S.A.A. recibió resolución mediante la cual la SUNAT mantiene las objeciones levantadas. En julio de 2017, Enel Distribución Perú interpuso un recurso de apelación. En febrero de 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. fue notificada con la Resolución del TF que confirmó la posición de la SUNAT, no admitiéndose la deducción del exceso de la pérdida de energía estándar.

En junio de 2020, Enel Distribución Perú S.A.A. presentó Demanda Contencioso Administrativa contra la Resolución del TF y fue notificada con la Resolución que admite a trámite la Demanda Contencioso Administrativa, y se corre traslado a la SUNAT y al Tribunal Fiscal por el plazo de 10 días hábiles. En julio de 2020, se tuvo por contestada la demanda. En agosto de 2020, se declaró saneado el proceso, se fijaron los puntos controvertidos y se admitieron los medios probatorios. En octubre de 2020, el Juzgado programó fecha para el informe oral para el día 18 de junio de 2021.

**Para el año 2014:** SUNAT también objetó la deducción de las pérdidas de energía comerciales en la parte correspondiente al exceso de la pérdida estándar de energía comercial. Cabe precisar que Enel Distribución Perú S.A.A. pagó el impuesto a la renta vinculado con el indicado gasto, con la presentación de la declaración

jurada anual original, el mismo que ascendió a MPEN 3.582 (MUS 990). 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.

Las próximas actuaciones son:

**Para el año 2006:** Enel Distribución Perú S.A.A. está a la espera de que la Corte Suprema del PJ analice la procedencia de los recursos de casación presentados.

**Para el año 2007:** Enel Distribución Perú S.A.A. está a la espera de que el TF emita la correspondiente resolución.

**Para el año 2008:** Enel Distribución Perú S.A.A. está a la espera de que se declare saneado el proceso, se fijen los puntos controvertidos y se admitan los medios probatorios.

**Para el año 2009:** Enel Distribución Perú S.A.A. se encuentra a la espera de que se realice el informe oral.

**Para el año 2010:** Enel Distribución Perú S.A.A. está a la espera de que se declare saneado el proceso, se fijen los puntos controvertidos y se admitan los medios probatorios.

**Para el año 2011:** Enel Distribución Perú S.A.A. se encuentra a la espera de que se realice el informe oral.

**Para el año 2014:** Enel Distribución Perú S.A.A. presentará recurso de apelación contra la resolución de la SUNAT.

La cuantía total por estos litigios se estima en MPEN 83.360 (MUS\$ 23.041).

10. En 1997, Enel Generación Perú S.A.A. (antes denominada Edegel), Perené y Simsa entraron en un acuerdo de Joint Venture para el desarrollo de las plantas de energía Chimay y Yanango, acordando un bono para Enel Generación Perú S.A.A. en la cantidad US\$ 13 millones. En 1998, Enel Generación Perú S.A.A. firmó un contrato con su compañía controladora Generandes (en adelante, Enel Perú empresa absorbente de Generandes vía fusión) con el fin de que esta última prestara servicios de supervisión para la construcción de las plantas de energía, acordando un bono para Enel Perú en la cantidad de US\$ 13 millones. A su vez, Generandes celebró contratos con sus accionistas, Entergy Perú y Conosur, transfiriendo sus compromisos con Enel Generación Perú S.A.A. y acordando un bono para cada parte, en la cantidad US\$ 3 millones. La SUNAT cuestionó esta operación (i) en Enel Generación Perú S.A.A.: el uso del IVA como crédito fiscal que fue recargado por Enel Perú, y (ii) en Enel Perú: el gasto deducido del impuesto a la renta de la empresa y el uso del IVA como crédito fiscal que fue recargado por sus accionistas. La posición de la SUNAT es que las operaciones no son reales pues Enel Perú y sus accionistas son una entidad holding que no tiene personal para prestar tales servicios. Los servicios de supervisión fueron prestados directamente por Enel Generación Perú S.A. a través de su personal. Esta posición ha sido respaldada por el TF en las Resoluciones Nos. 15281-8-2014 (caso Enel Generación Perú S.A.A.) y 11180-5-2017 (Enel Perú). Tomando en cuenta ello, Enel Perú espera que el PJ ordene que se emita un nuevo pronunciamiento, indicado que no sólo no existen los costos, sino que tampoco existen ingresos. De acuerdo a esta esperada nueva determinación, se

produciría un pago en exceso en el impuesto a la renta de Enel Perú, y este exceso debería compensarse con el IVA, eliminándose la contingencia para este caso.

La evolución del proceso es el siguiente:

Tras una decisión adversa en el proceso administrativo, Enel Perú pagó a SUNAT el impuesto adeudado de MPEN 87.055 (MUS\$ 24.063) y presentó una demanda judicial contra SUNAT y el TF. En setiembre 2019, Enel Perú fue notificada con la sentencia que declaró infundada la demanda, salvo en un petitorio. En ese mismo mes, Enel Perú presentó una apelación contra la mencionada sentencia. En agosto 2020, Enel Perú fue notificada con la sentencia de Sala que declara la nulidad de la sentencia del Juzgado y le ordena emitir un pronunciamiento.

La cuantía total de este litigio asciende a MPEN 87.055 (MUS\$ 24.063) debidamente pagada. El expediente judicial se encuentra nuevamente en el Juzgado para que éste emita nueva sentencia.

11. El 5 de julio de 2016, Electroperú S.A. ("Electroperú") presentó una solicitud de arbitraje contra Enel Generación Perú S.A.A. ("Enel Generación Perú") por existir discrepancias relativas a la interpretación de ciertos aspectos técnicos (potencia comprometida, fecha de inicio de la segunda etapa del contrato, determinación del Precio Base del Gas) de un contrato de suministro de energía eléctrica celebrado en el año 2003. La cuantía total de este litigio se estima en aproximadamente US\$ 41,2 millones (PEN 136,66 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 reconvención 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 reconvención de Enel Generación Perú. El 3 de octubre de 2017, Electroperú presentó su contestación a la reconvención 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 reconvención 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 reconvención 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. Al 31 de diciembre de 2020, se encuentra pendiente que el Poder Judicial se pronuncie con respecto al pedido de Enel Generación Perú de suspensión de los efectos del laudo. Asimismo, se encuentra pendiente que Electroperú conteste la demanda

de anulación del laudo. Por otro lado, con fecha 1 de setiembre 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 setiembre de 2020, Enel Generación Perú presentó un escrito de oposición al referido mandato de ejecución del laudo arbitral. Al 31 de diciembre de 2020, se encuentra pendiente que el Poder Judicial disponga notificar a Electroperú el escrito de oposición presentado por Enel Generación Perú el 7 de setiembre de 2020.

#### **Brasil:**

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

12. El Ministerio Público ha presentado una Acción Civil Pública en contra Enel Distribución Ceará, Enel Generación Fortaleza y ANEEL afirmando que: a) el contrato de compraventa de energía eléctrica [PPA] suscrito entre Enel Distribución Ceará y Enel Generación Fortaleza (empresas del mismo grupo económico) es ilegal, el precio de la energía contratada sería muy elevado, con excesivo coste en la tarifa de los consumidores finales, b) la revisión tarifaria hecha conducida por ANEEL desde 2002 es equivocada, pues ha considerados datos imprecisos en el proceso. Se requiere la exclusión de estos componentes de la tarifa y la devolución de los valores indebidamente cobrados por la concesionaria. La legalidad del PPA fue confirmada en primera y segunda instancia, pero el proceso de revisión arancelario fue considerado equivocado en estas instancias. Enel Distribución Ceará ha presentado un recurso especial al Superior Tribunal de Justicia que fue sumariamente rechazado (el 08 de diciembre de 2020). Enel Distribución Ceará opuso embargos de aclaración en contra de la decisión, a la fecha sin resolución. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.
  
13. En el año 2001, 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 cautelarmente por el tribunal. STF ordenó la suspensión de la decisión que prohibía la tercerización de actividades por Coelce (*Enel Distribuição Ceará*). La decisión cautelar es válida hasta la resolución final de la Reclamación. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.
  
14. Electrificadoras rurales han presentado demandas de revisión de alquiler de la red de suministro de energía en el área rural del estado de Ceará, supuestamente de su propiedad. A pesar de que Enel paga regularmente el alquiler de la red a 13 electrificadoras rurales, una discusión sobre la propiedad de estos activos está pendiente de decisión, pues los mismos ya habrían sido sustituidos directamente por Enel a lo largo de los más de 30 años de estos contratos de alquiler.
  - Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia.
  - Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce. El Tribunal de Justicia [TJCE] en segunda instancia dictó decisión favorable a Enel rechazando el

pedido de revisión del alquiler. En contra esta decisión, COPERVA ha presentado un recurso especial al STJ. El 5 de noviembre de 2018, STJ dictó un fallo por el recurso especial presentado por COPERVA y anuló la decisión de los embargos de aclaración presentados por COPERVA. En resumen, el juez ponente afirmó que la decisión del TJCE no ha aclarado satisfactoriamente los hechos presentados en los embargos de aclaración de COPERVA y determinó un nuevo juicio de este recurso. En contra esta decisión, el 3 de diciembre de 2018, Enel ha presentado un recurso al propio STJ para que decida sobre la cuestión, a la fecha sin juicio. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en las dos demandas era de MUS\$ 60.110 (MMBRL 312,2).

-Cooperativa de Energia, Telefonía e Desenvolvimento Rural – COERCE x Companhia Energética do Ceará – Coelce. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 36.058 (MMBRL 187,3).

-Cooperativa de Energia, Telefonía e Desenvolvimento Rural – COPERCA x Companhia Energética do Ceará – Coelce. El 13 de junio de 2019, el juez dictó decisión determinando el traslado de la demanda a la Justicia Federal, considerándose el interés de ANEEL en la demanda, lo que ocurrió el 28 de noviembre de 2019. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 31.321 (MMBRL 162,7).

15. Fiação Nordeste do Brasil S/A – FINOBRASA (sucedida por Vicunha) ha presentado una demanda en contra Enel afirmando que el reajuste de las tarifas de energía eléctrica hecho por medio de las Portarías N° 38 y 45 (DNAEE) en febrero de 1986 son ilegales. Se requiere la declaración de ilegalidad del reajuste y que sus efectos sean reflejados en todos los reajustes posteriores y la devolución de los montos cobrados indebidamente. El Tribunal de Justicia (segunda instancia) dictó decisión declarando ilegal el reajuste hecho en 1986, pero ha rechazado el reflejo en los demás reajustes (efecto cascada). Actualmente un recurso presentado por FINOBRASA está pendiente de juicio por el Superior Tribunal de Justicia (tercera instancia). El 30 de junio de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 22.363 (116,2 MMBRL).

16. 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 246 (MUS\$ 47.360).

17. El Estado de Ceará levantó actas contra Enel Distribución Ceará por los periodos correspondientes al 2003 y del 2004 al 2014, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS gravado a la adquisición de activos fijos. Enel Distribución Ceará presentó sus defensas en todos los procesos administrativos y judicial y aguarda fallos definitivos. La cuantía total de este litigio se estima en MMBRL 207 (MUS\$ 39.852).

#### **Enel Distribución Goiás (ex CELG Distribuição)**

18. Municipalidades han presentado demandas en contra Enel afirmando que un acuerdo hecho entre Enel, estado de Goiás y una Asociación de Municipalidades [AGM] que preveía el repase directo a Enel de montos debidos a los municipios por estado de Goiás es ilegal. Los montos repasados fueron utilizados para el pago

de facturas de energía eléctrica en retraso. Enel afirma que, a pesar de la potencial ilegalidad del convenio, los montos eran efectivamente debidos y no sería posible su devolución a los municipios. El Tribunal de Justicia de Goiás está dividido y todavía no hay un entendimiento unívoco, lo que será dictado solamente en la tercera instancia (Superior Tribunal Justicia).

- Municipio de Aparecida de Goiânia x CELG Distribuição S.A. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 121,03 (MBRL 628,7).

- Municipio de Quirinópolis x CELG Distribuição S.A. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 64,70 (MBRL 336,1).

- Municipio de Anápolis x CELG Distribuição S.A. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 62,12 (MBRL 322,7).

- Municipio de Bela Vista de Goiás x CELG Distribuição S.A. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 20,41 (MBRL 106).

- Municipio de Caiapônia x CELG Distribuição S.A. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 21,62 (MBRL 112,2).

- Municipio de Cezarina x CELG Distribuição S.A. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 27,15 (MBRL 141).

19. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás S.A. presentaron una orden de seguridad (*writ of mandamus*) en contra de la autoridad del Estado de Goiás para que el procedimiento de restitución de los montos que Enel Distribución Goiás pague en relación a las demandas garantizadas por las leyes N.º 17.555 (reembolso por FUNAC) y 19.473 (reembolso por Créditos Fiscales de ICMS - IVA) continúe operando normalmente. El juez rechazó el pedido cautelar. Enel Brasil y Enel Distribución Goiás S.A. presentaron un recurso en contra de la decisión, lo cual fue acogido por el Tribunal de Justicia del Estado de Goiás, determinándose la suspensión de los efectos de la nueva ley y la vigencia integral de las leyes N.º 17.555 (FUNAC) y 19.473 (Créditos Fiscales). Esa decisión cautelar fue posteriormente revocada por el Tribunal, pues no se reconoció la urgencia que justifica la medida cautelar. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás S.A. han presentado un recurso en contra de la decisión, argumentando que el derecho a la garantía es legal y contractual, siendo claramente ilegales las acciones del estado de Goiás con el objetivo de suspender la aplicación integral de las leyes. No hay decisión de primera instancia. La cuantía de este juicio es indeterminada.

20. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás S.A presentaron una acción ordinaria en contra el Estado de Goiás para que la ley N.º 20.468 y todos sus reflejos sean suspendidos. En resumen, la ley N.º 20.468 ha revocado integralmente la ley N.º 19.473 (Créditos Fiscales), que otorga el derecho a Enel Distribución Goiás, como alternativa al pago en efectivo, de compensación de pagos que la compañía efectúe por litigios cuyos hechos generadores provengan desde antes de 2015 por medio de créditos fiscales de ICMS (IVA). El juez rechazó el pedido cautelar. Enel Brasil S.A y Enel Distribución Goiás S.A. han presentado un recurso en contra de la decisión, argumentando que la revocación de la ley N.º 19.473 (Créditos Fiscales) es inconstitucional, toda vez que el incentivo fiscal previsto en esta Ley fue establecido en plena conformidad con la legislación aplicable, caracterizándose como derecho adquirido, lo que es inviolable de acuerdo con el inciso XXXVI de la Constitución Federal de Brasil.

Además de caracterizado el derecho adquirido, el artículo 178 del Código Tributario de Brasil establece la imposibilidad de revocación de un incentivo fiscal otorgado por condiciones ciertas, entendimiento confirmado por manifestación reiterada del Supremo Tribunal Federal (Súmula STF 544). No hay decisión de primera instancia. La cuantía de este juicio es indeterminada.

21. Sindicato que representa 513 empleados de Enel Goiás presentó una demanda por el reconocimiento de la ejecución de actividades (diversas de las contratadas) por los electricistas. En la demanda, Sindicato afirmó que ellos estaban ejecutando actividades de técnicos electricistas. El juez juzgó la demanda desfavorablemente a CELG, decisión contra la cual CELG ha presentado apelación. Tribunal Regional del Trabajo dictó decisión, rechazando la apelación de CELG. Entonces, CELG ha presentado recurso al Tribunal Superior del Trabajo, que también ha rechazado su recurso. Actualmente, la demanda quedó en fase de ejecución, habiendo una gran divergencia en los cálculos discutidos. Enel ha pagado MUS\$ 7.246 (MMBRL37,6). El 31 de diciembre de 2020 el monto (estimable) involucrado en la demanda era de MUS\$ 65.079 (MMBRL 329,6). No existe certeza aún en la obligación de pago por la divergencia en los cálculos discutidos.
  
22. El Ministerio Público del Trabajo ("MPT") ha presentado una Acción Civil Pública en contra Enel afirmando que la compañía estaría contratando a terceros para la ejecución de servicios finales ("Tercerización"), lo que sería contrario a la legislación brasileña (Enunciado 331 del Tribunal Superior del Trabajo ("TST")). En la prima instancia, el juez de trabajo declaró la subcontratación legal. Tribunal Regional de Trabajo ("TRT"), aceptando la apelación presentada por MPT, cambió la decisión de primera instancia y ha declarado ilegal la subcontratación. Enel ha presentado un recurso al TST, que mantuvo la decisión del TRT. La decisión fue suspendida por el Tribunal Supremo Federal ("STF") hasta el juicio de la demanda constitucional que está discutiendo el asunto en la Suprema Corte. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.
  
23. 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, a la fecha sin resolución. El 31 de diciembre de 2020, el monto (estimado) involucrado en la demanda era de MUS\$ 41.769 (MBRL 216,9).
  
24. Enel Distribución Goiás ("CELG"), fue fiscalizada por las autoridades tributarias brasileñas debido a su postura sobre la exclusión de los montos de ICMS de la base de Contribuciones Sociales (PIS/COFINS). La Compañía excluyó el ICMS antes de pronunciarse un fallo definitivo y, en consecuencia, la Administración Tributaria brasileña emitió 4 Actas en contra de CELG, argumentando que la exclusión no estaba permitida. En la jurisprudencia sobre el tema, la Suprema Corte reconoció que el ICMS no debe ser parte de la base imponible del PIS y de la COFINS. Esta demanda aún tiene pendiente un pronunciamiento sobre el recurso presentado por la Hacienda Pública. En el caso específico de Enel Distribución Goiás, aguardase decisión final en la acción judicial para declaración del derecho de Enel Goiás no incluir el ICMS en la base de las Contribuciones Sociales. Decisión firme y definitiva en acción anulatoria para la anulación de dos actas cobrados en ejecución fiscal. La hacienda pública anuló una gran parte del, que pasó de BRL\$ 398.447 para BRL\$ 12.799. La primera instancia judicial dictó un fallo favorable a la Compañía sobre el valor remanente y se aguarda juzgamiento por la segunda instancia judicial. Las demás actas permanecen suspendidas. La cuantía total involucrada en todos estos casos (ya considerando la reducción) es de MMBRL 237 (MUS\$ 45.628).

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

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

Considerando diversos análisis internos y de asesores legales, como así también las mejores estimaciones disponibles, Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará reconocieron activos por MUS\$ 1.326.297 (BRL 6.889.081.808) y MUS\$ 252.197 (BRL 1.309.965.386), respectivamente, valores a diciembre 2020. Como el pago en exceso de los impuestos PIS y COFINS fue repercutido en su momento a los clientes finales, en forma simultánea al reconocimiento de estos impuestos por recuperar, nuestras subsidiarias han reconocido un pasivo de orden regulatorio por los mismos montos, netos de cualquier costo incurrido o por incurrir por las Compañías en estos procesos judiciales. Estos pasivos representan la obligación de restituir a los clientes finales los impuestos que se recuperen.

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

Están pendientes de resolución las acciones judiciales presentadas por nuestras filiales Enel Rio y Enel Goias, a la espera de la sentencia definitiva de los Tribunales Regionales respectivos.

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

#### **Enel Distribución Río ( ex Ampla Energia e Serviços)**

26. CIBRAN ha presentado demandas en contra de Enel requiriendo indemnización por fallas en el suministro de energía en los años de 1987 a 1994 y de 1995 a 1999.

- Companhia Brasileira de Antibióticos – CIBRAN x Ampla Energia e Serviços S.A (1995-1999). El Tribunal de Justicia (segunda instancia) dictó decisión favorable a Enel rechazando el pedido de indemnización. El 19 de junio de 2020, se dictó la decisión que ha rechazado el “agravo” en recurso especial presentado por CIBRAN en contra él ha presentado nuevo recurso. Todos los recursos de CIBRAN fueron rechazados y la decisión favorable a Enel ha quedado firme. La demanda será excluida del informe.



- Companhia Brasileira de Antibióticos – CIBRAN x Ampla Energia e Serviços S.A (1987-1994). El juez (primera instancia) dictó decisión a favor de CIBRAN, contra la cual Enel ha presentado una apelación. El 06 de noviembre de 2019, el Tribunal de Justicia del Estado de Río de Janeiro dictó un fallo acogiendo la apelación de Enel y rechazando todos los pedidos de CIBRAN. CIBRAN opuso embargos de aclaración, a la fecha sin resolución. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 106.460 (MMBRL 553).
27. Indústria de Papel e Embalagens S.A. – CIBRAPEL ha presentado una demanda requiriendo indemnización en contra de Enel en razón de fallas y problemas con el suministro de energía. Se dictó decisión firme en contra de Enel. El peritaje definió la indemnización en BRL 21,5 millones (a ser actualizado), pero el monto ha sido impugnado por Enel, recurso no juzgado a la fecha. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 45.062 (MMBRL 234).
28. 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, 796 exempleados empezaron con 432 demandas para la ejecución en contra de Enel. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 22.711 (MMBRL 118).
29. Ejecución fiscal contra Enel Distribución Río originada de un Acta de infracción presentada por la Administración Tributaria brasileña en 2003 para cobrar adeudos de COFINS a raíz de supuestos pagos insuficientes correspondientes al periodo de diciembre de 2001 hasta marzo de 2002. Tras fallos desfavorables de primera y segunda instancias de la Corte, Enel Distribución Río presentó una apelación extraordinaria ante el Supremo Tribunal Federal (STF) y obtuvo decisión desfavorable. Enel Distribución Río presentó nuevo recurso al propio STF. El recurso fue juzgado de manera desfavorable a la Compañía. Además, en entendimiento de los ministros del Tribunal, el recurso de apelación presentado tenía por objeto provocar un retraso en el fin del litigio y, por ello, aplicaron una sanción del 5% sobre el valor de la ejecución fiscal. La Compañía presentó recurso para anular la multa aplicada y aguarda fallo. La cuantía de la deuda asciende a MMBRL 171,1 (MUS\$ 32.941) y de la multa asciende a MMBRL 8,6 (MUS\$ 1.656).
30. 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 1.314 (MUS\$ 252.973).
31. 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 131 (MUS\$ 25.221).

## Enel Distribución Sao Paulo (Eletropaulo)

32. Eletropaulo ha presentado una acción anulatoria de la decisión administrativa de ANEEL en procedimiento administrativo N° 48500-006159/2012-75, que determinó la exclusión retroactiva de las tarifas practicadas por Eletropaulo antes de la fecha de su tercera revisión periódica, con restitución de valores asociados a la red posiblemente inexistente y rechazó el pedido subsidiario (hecho por Eletropaulo) para la inclusión otros activos (red) de servicio existentes en la base de remuneración, pero inexistente en la base de remuneración de la compañía. No hay una decisión de primera instancia y la demanda está en su fase inicial. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 210.531 (MMBRL 1.093,5).
33. Sindicato de los Trabajadores en las Industrias de Energía Eléctrica de São Paulo ha presentado 5 acciones colectivas requiriendo el pago de adicional de peligrosidad para todos los empleados (excepto cargos de gestión) de Eletropaulo, ubicados en la oficina de Barueri hasta la desactivación del moto -generador que estaba en el ático – por encima del piso 14° y por debajo del Helipuerto, (periodo de Febrero de 2012 a Febrero de 2016, momento de la desactivación del moto generador y su instalación en la parte externa del edificio). El 11 de julio de 2019 se dictó decisión favorable a Enel. El sindicato ha presentado apelación al tribunal que ha sido rechazada el 13 de agosto de 2020. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 24.971 (MMBRL 129,7).
34. 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.
35. 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\$ 963), (iv) la equiparación de remuneración entre los empleados propios y de los proveedores con una sanción de MMBRL 1 caso de incumplimiento. Eletropaulo presentará un recurso en contra de la sentencia. El monto involucrado en la demanda es indeterminado
36. 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 811 (MUS\$156.269); MMBRL 162 (MUS\$ 31.253) corresponde a honorarios de abogados (20%) cobrados por la Autoridad Tributaria Federal. El saldo MMBRL 649 está relacionado con el capital (impuesto) pagado con los beneficios de amnistía y la posibilidad de pérdida con respecto a esta porción es remota. Cuantía del litigio: MMBRL 162 (MUS\$ 31.253).

37. En mayo de 2008, la Autoridad Tributaria brasileña presentó una demanda judicial contra Enel Distribución Sao Paulo para solicitar el pago del impuesto PIS (Programa de Integración Social), correspondientes al aumento de la tasa para el periodo de marzo de 1996 a diciembre de 1998. Tras decisiones desfavorables de primera y segunda instancia, Enel Distribución Sao Paulo presentó recursos ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) y ante el Supremo Tribunal Federal (STF). Los montos sujetos a disputa han sido cubiertos por una garantía bancaria. Sobre esto último, mientras se espera conocer el resultado de dicho procedimiento, la Fiscalía General del Departamento del Tesoro Nacional de Brasil ha formulado una solicitud para que se sustituya la carta de garantía bancaria con una presentación judicial. Esta solicitud fue rechazada y la Fiscalía General apeló. En junio de 2019, el Tribunal de segunda instancia confirmó el recurso de la Fiscalía General. Ante esto, la Compañía efectuó un depósito judicial del monto involucrado y, en contra de la decisión, presentó embargos de aclaración que aguardan fallo. Cuantía del litigio: MMBRL 243 (MUS\$ 46.912).
38. 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 226 (MUS\$ 43.591).
39. Acta tributaria emitida por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo, basada en la supuesta falta de pago del Impuesto a las Ganancias (IRPJ) y Contribución Social sobre la Utilidad Líquido (CSLL) para los años fiscales 2001 y 2002, debido a que la compañía supuestamente dedujo montos integrados pagados a su fondo de pensiones tanto del IRPJ como del CSLL, cuando la regulación específica establece una limitación del 20% para tales deducciones. Una vez que se dictó fallo desfavorable en el procedimiento administrativo, en octubre de 2017, la discusión fue llevada a los Tribunales de Justicia. En junio de 2019, se dictó fallo favorable en primera instancia para determinar la realización de nuevo fallo del recurso de la Compañía en el Tribunal administrativo. En contra de esta decisión, la Fiscalía General apeló. Cuantía del litigio: MMBRL 173 (MUS\$ 33.366).
40. 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 159 (MUS\$ 30.682).
41. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, en la que solicita el reconocimiento del derecho de compensar los créditos impositivos totales resultantes de la división de Enel Distribución Sao Paulo con la Contribución Social a la Utilidad Líquida (CSLL). Se dictaron fallos favorables en primera y segunda instancias. En mayo de 2017, la Autoridad Tributaria presentó un recurso especial ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) que aguarda fallo. Cuantía del litigio: MMBRL 153 (MUS\$ 29.570).

42. 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 659 (MUS\$ 126.980).
43. 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 145 (MUS\$ 27.918).
44. Actas fiscales emitidas por la Autoridad Tributaria del Estado de São Paulo que requieren el pago de ICMS debido a presuntas compensaciones irregulares, en las cuales la Compañía utilizó créditos asignados en la adquisición de activos fijos, y que a juicio de la autoridad era improcedente. En 2019 la Autoridad Tributaria del Estado de São Paulo emitió nueva acta La Compañía presentó sus descargos en todos los procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. Fue presentada defensa a la primera instancia administrativa que aguarda fallo. Cuantía del litigio: MMBRL 137 (MU\$ 26.563).
45. 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 145 (MUS\$ 27.956).
46. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, reclamando el derecho a no considerar, en sus bases de cálculo del Impuesto a la Renta de las Persona Jurídicas (IRPJ) y la Contribución Social sobre la Utilidad Líquida (CSLL), los montos relacionados con intereses derivados de la demora en cumplir obligaciones contractuales por parte de terceros que mantienen relaciones contractuales de cualquier tipo con la Compañía (intereses como evaluación anticipada de perjuicios). En marzo de 2012, el Juzgado de primera instancia

emitió una decisión favorable a Enel Distribución Sao Paulo y los débitos están suspendidos. Contra esta decisión, la Autoridad Fiscal Federal presentó una apelación y se espera el fallo de la apelación. Cuantía del litigio: MMBRL 71 (MUS\$ 13.732).

47. Demandas presentadas por Enel Distribución Sao Paulo contra las actas fiscales emitidas por la autoridad tributaria del Estado de São Paulo que cobran el pago de ICMS debido a presuntas irregularidades en las operaciones de reversión de la deuda. La compañía ha controvertido judicialmente cinco actas fiscales que aguardan decisiones finales. Cuantía del litigio: MMBRL 188 (MUS\$ 36.371).
48. 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 procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. Cuantía del litigio: MMBRL 236 (MU\$ 45.521).

#### **Enel Cien S.A.**

49. Enel Cien es una transmisora del grupo Enel en Brasil, su red conecta el sistema eléctrico de Brasil y Argentina. Enel Cien ha firmado con dos empresas brasileñas (Furnas y Tractebel Energia S.A) contratos de compra y venta de energía con potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina. En 2005, en razón de la crisis energética y económica en Argentina, no fue posible cumplir los términos del contrato. Las dos compañías han presentado acciones de declaración de rescisión contractual, imposición de sanción contractual y pedido de indemnización (no estimable a la fecha).  
Furnas x Enel Cien S.A. La demanda fue juzgada en favor de Enel y la decisión quedó firme.  
Tractebel Energia S.A. x Enel CIEN S.A. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia, actualmente la demanda está en la fase de producción de pruebas (peritaje). El 31 de diciembre de 2020, el monto involucrado en la demanda era de MUS\$ 98.595 (MMBRL 512,1).

#### **Enel Generación Fortaleza (ex Central Geradora Termoeléctrica Fortaleza S.A. o "CGTF")**

50. Petróleo Brasileiro S.A (Petrobrás) ha notificado a Enel Generación Fortaleza S.A. su intención de rescindir el contrato de suministro de gas firmado en 2003 (en el ámbito del programa prioritario termoeléctrico hecho por el gobierno brasileño), basado en un supuesto desequilibrio económico-financiero. Enel Generación Fortaleza S.A. aduce que las condiciones contractuales del suministro del gas son "garantizadas" por el gobierno brasileño y que la generación de energía por Enel Generación Fortaleza y demás generadoras vinculadas en este programa garanticen el suministro de energía para el país. Desde el inicio de esto asunto, el suministro del gas ha sido suspendido en algunos momentos y posteriormente restablecido por determinación de la justicia (última decisión vigente desde el 10 de diciembre de 2018). Además, está pendiente de resolución cual sería la jurisdicción para la controversia, Justicia o Arbitraje. El litigio aún está en su inicio y la producción de pruebas no ha empezado. El 28 de agosto de 2020, las partes han firmado un acuerdo para cerrar las demandas existentes. El arbitraje fue cerrado formalmente el 05 de septiembre de 2020 y las demandas en la justicia en noviembre de 2020.
51. En febrero de 2007, la Administración Tributaria de Brasil levantó un acta contra Enel Generación Fortaleza por adeudos de PIS/COFINS correspondientes a los periodos de diciembre de 2003 y de febrero de 2004 a noviembre de 2004, en relación a supuestas diferencias que se habrían producido entre los importes

declarados en la declaración anual (donde se informaron los importes de PIS/COFINS bajo el régimen no acumulativo) y los importes declarados en la declaración mensual (donde se informaron los importes debidos bajo el régimen acumulativo). Tras decisión de la Tercera Instancia Administrativa en contra de CGTF, la Compañía presentó recurso de aclaración y la decisión fue desfavorable. En la acción judicial de cobro, Enel Generación Fortaleza presentó garantía y fue aceptada. La compañía presentó su defensa en el plazo legal. La cuantía total de este litigio se estima en MMBRL 94 (MUS\$ 18.186).

#### **Enel Brasil S.A.**

52. 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 358 (MUS\$ 68.840).

En relación a los litigios anteriormente descritos, el Grupo ha constituido provisiones por MUS\$ 153.328 al 31 de diciembre de 2020 (ver Nota 25). Existen otros litigios que también tienen provisiones asociadas pero que no son descritas en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía, la Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por litigios, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

#### **35.4 Restricciones financieras.**

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

##### **Incumplimiento cruzado o Cross Default**

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enel Américas contienen cláusulas de cross default. En el crédito bancario de Enel Américas bajo ley del Estado de Nueva York, suscrito en febrero 2018 y que expira en febrero de 2021, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de Enel Américas a nivel individual o agregado de deudas, o de alguna "Material Subsidiary" (según se define contractualmente). Para que se produzca el aceleramiento de la deuda en este crédito debido al cross default originado en otras deudas, el monto en mora, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas, debe exceder los US\$ 150 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de períodos de gracia (si existieran en el contrato en incumplimiento), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 66,67% del monto adeudado o comprometido. Al 31 de diciembre de 2020, el monto adeudado por este crédito totaliza MUS\$ 175.039.

En el contrato de crédito revolving de Enel Américas bajo la ley del Estado de Nueva York, suscrito en mayo 2020 y que expira en mayo 2021, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de Enel Américas a nivel individual. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda en este crédito debido al cross default originado en otras deudas, el monto en mora de una deuda individual debe exceder los US\$ 150 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de períodos de gracia (si existieran en el contrato en incumplimiento), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 50% del monto adeudado o comprometido. Al 31 de diciembre de 2020, el monto adeudado por este crédito totaliza MUS\$ 150.196.

Una parte sustancial de los bonos de Enel Américas registrados ante la Securities and Exchange Commission (“SEC”) de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados “Yankee Bonds”, incorporan cláusulas de cross default por no pago. En el caso de los Yankee Bonds emitidos en 2016 y con vencimiento en octubre 2026, el cross default podría desencadenarse por otra deuda de Enel Américas a nivel individual, o de alguna “Significant Subsidiary” (según se define contractualmente), por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$ 150 millones, o su equivalente en otras monedas. Al 31 de diciembre de 2020, el monto adeudado por este bono totaliza MUS\$ 591.653.

Adicionalmente, en los Yankee Bond emitidos en 1996, con vencimiento en diciembre 2026, el cross default podría desencadenarse solo por otra deuda de Enel Américas a nivel individual, por lo que eventos de quiebra o insolvencia de filiales en el extranjero no desencadenarían el cross default. Para esto, se necesita un monto en mora con un principal, de la deuda que da origen al cross default, que exceda los US\$ 30 millones, o su equivalente en otras monedas. Al 31 de diciembre de 2020, el monto adeudado por concepto de este Yankee Bond totaliza MUS\$ 863. En ambos casos, el aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds.

Los bonos de Enel Américas emitidos en Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del propio Emisor, en los casos en que el monto en mora exceda un 3% del Total de Activos Consolidados, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas. A su vez el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie. Al 31 de diciembre de 2020, el monto adeudado por concepto de bonos locales totaliza MUS\$ 10.714.

### Covenants Financieros

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

El bono local Serie B2 de Enel Américas incluye los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en el respectivo contrato:

- Patrimonio Total Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de CLP 718.053 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2020, el Patrimonio Total de Enel Américas fue CLP 7.346.717 millones (utilizando el tipo de cambio del dólar observado).
- Razón de Endeudamiento: Se debe mantener una Razón de Endeudamiento, definida como la razón entre Pasivo Exigible y Patrimonio Neto menor o igual a 2,24. El Pasivo Exigible es la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, mientras que el Patrimonio Neto es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2020, la Razón de Endeudamiento fue de 1,61.
- Activos Susceptibles de Constituirse en Garantía: Se debe mantener activos susceptibles de constituirse en garantía respecto a Pasivos Exigibles No Garantizados en una razón mayor o igual a 1. El Total de Activos Libres es la diferencia entre el Total de Activos Depurados o Libres y el Total de Activos Grabados. Para el Total de Activos Depurados o Libres se considera el Total de Activos menos la suma de Efectivo en caja, Saldos en bancos, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Pagos anticipados, corrientes, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes, y Activos intangibles identificables, bruto, mientras que el Total de Activos Grabados corresponde a los activos comprometidos a través de garantías directas. Por otro lado, los Pasivos Exigibles No Garantizados corresponden a la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, descontando los Pasivos Garantizados a través de garantías directas e indirectas. Al 31 de diciembre de 2020, la relación mencionada fue de 1,22.

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

Al 31 de diciembre de 2020, el covenant financiero más restrictivo de Enel Américas era la Razón de Activos susceptibles de constituirse en garantía correspondiente al bono local Serie B2.

En Perú, la deuda de Enel Distribución Perú incluye el siguiente covenant:

- Bonos locales del cuarto programa, cuyo saldo pendiente de pago Al 31 de diciembre de 2020 ascendió a MUS\$ 64.504 y cuyo último vencimiento es en enero de 2033, incluyen el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Total de Pasivos menos Pasivos Diferidos y Caja sobre Patrimonio.

Por su parte, la deuda de Enel Generación Perú incluye los siguientes covenants:

- Bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago Al 31 de diciembre de 2020 ascendió a MUS\$ 17.214 y cuyo último vencimiento es en enero 2028, incluyen el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Deuda Financiera menos caja sobre Patrimonio Neto.

En Brasil, la deuda de Enel Distribución Río incluye los siguientes covenants:



- Décima emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago Al 31 de diciembre de 2020 ascendió a MUS\$ 193.471 y cuyo vencimiento es en marzo de 2024, incluyen los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA.
- Préstamo del Banco Nacional De Desenvolvimento (“BNDES”), cuyo saldo pendiente de pago Al 31 de diciembre de 2020 ascendió a MUS\$ 3.846 y cuyo vencimiento es en mayo de 2023, incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA y la Razón Deuda Financiera Neta sobre la suma de Deuda Financiera Neta y Patrimonio Líquido.
- Préstamos bancarios con Banco Citibank y Itaú, cuyos saldos pendientes de pago Al 31 de diciembre de 2020 ascendieron a MUS\$ 174.154 y cuyo último vencimiento es en julio de 2021, incluyen los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA y el de Itaú incluye la Razón de endeudamiento, calculado como Deuda Financiera Neta sobre la suma de la Deuda Financiera Neta y Patrimonio Líquido.
- Al 31 de diciembre de 2020, el covenant financiero más restrictivo de Enel Distribución Río era la Razón de Endeudamiento, contenido en los préstamos con los bancos Citibank y Itaú, y los bonos locales.

Adicionalmente en Brasil, la deuda de Enel Distribución Ceará incluye los siguientes covenants:

- Préstamos con Electrobrás, cuyos saldos pendientes de pago Al 31 de diciembre de 2020 ascendieron a MUS\$ 1.584 y cuyo último vencimiento es en octubre de 2023, incluyen el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta Total sobre EBITDA.
- Préstamo con BNDES, cuyo saldo pendiente de pago Al 31 de diciembre de 2020 ascendió a MUS\$ 1.986 y cuyo último vencimiento es en junio de 2023, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta Total sobre EBITDA Societaria, y Razón de Endeudamiento, calculada como Deuda Neta Total sobre la suma de la Deuda Neta Total y Patrimonio Líquido.
- Quinta emisión, Sexta emisión, Séptima emisión de bonos locales y los préstamos con MUFG Bank y Scotiabank, cuyos saldos pendientes de pago Al 31 de diciembre de 2020 ascendieron a MUS\$ 405.046 y cuyo último vencimiento es en junio de 2025, incluyen el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta Total sobre EBITDA.
- Al 31 de diciembre de 2020, el covenant más restrictivo de Enel Distribución Ceará era la Razón Deuda/EBITDA correspondiente al préstamo con Electrobrás.

Adicionalmente en Brasil, la deuda de Enel Distribución Sao Paulo incluye los siguientes covenants:

- 23<sup>ra</sup> & 24<sup>va</sup> emisión de bonos locales y préstamos con MUFG Bank, Scotiabank, y BNP cuyos saldos pendientes de pago Al 31 de diciembre de 2020 ascendieron a MUS\$ 886.881 y cuyo último vencimiento es en mayo de 2026, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta Total sobre EBITDA.
- Al 31 de diciembre de 2020, el covenant más restrictivo de Enel Distribución Sao Paulo era la Razón Deuda/EBITDA de la 23<sup>ra</sup> emisión de bonos locales.

Finalmente, en Brasil, la deuda de Enel Green Power Volta Grande incluye el siguiente covenant:

- 1ª emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago Al 31 de diciembre de 2020 ascendió a MUS\$ 144.486 y cuyo último vencimiento es en octubre de 2029, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta Total sobre EBITDA.

En Colombia, la deuda de Codensa S.A. ("Codensa"), incluye el siguiente covenant:

- Préstamo bancario con el MUFG Bank, cuyo saldo pendiente de pago Al 31 de diciembre de 2020 ascendió a MUS\$ 121.194 y cuyo vencimiento es en abril de 2021, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculada como Deuda Neta Total sobre EBITDA.

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

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

Al 31 de diciembre de 2020, tanto Enel Américas como sus filiales no se encontraban 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.

### 35.5 Contingencia por COVID-19

El 30 de enero de 2020, la Organización Mundial de la Salud (OMS) declaró el brote del nuevo coronavirus 2019, o COVID-19, como una "Emergencia de salud pública de preocupación internacional". El 11 de marzo de 2020, la OMS confirmó que el brote de COVID-19 alcanzó el nivel de pandemia, la cual podía afectar significativamente a todos los países en los que operamos, así como a nuestros socios comerciales dentro y fuera de estos países.

Para hacer frente a esta emergencia de salud pública internacional por COVID-19, los gobiernos de todos los países en los que operamos, han adoptado diversas medidas de contención, esencialmente destinadas a restringir la libre circulación de las personas, las cuales incluyen cuarentenas, aislamiento social, cierre temporal de empresas y negocios, entre otras medidas. Los gobiernos también han tomado medidas para preservar el acceso a servicios esenciales durante esta emergencia de salud, como el agua y la electricidad, especialmente dirigidas a clientes residenciales de menores ingresos, pequeñas y medianas empresas, e instituciones que brindan otros servicios esenciales, como establecimientos de salud.

Estas medidas se refieren básicamente a suspensión temporaria del corte de suministro eléctrico debido a falta de pago y diferimiento del pago de cuentas de electricidad por un número determinado de meses, sin intereses o penalizaciones de cargo de los clientes. En este sentido, el Grupo emitió directrices destinadas a garantizar el cumplimiento de las medidas introducidas por los gobiernos de los países en los que opera y ha emprendido numerosas acciones para adoptar los procedimientos más adecuados para prevenir y/o mitigar

los efectos del contagio por COVID-19 en el ámbito laboral, garantizando al mismo tiempo la continuidad del negocio.

Lo anterior, ha sido posible principalmente debido a:

- El uso del teletrabajo para todos los empleados cuyos trabajos se pueden realizar de forma remota (50% de la dotación), modalidad introducida desde hace algunos años en el Grupo que, gracias a las inversiones en digitalización, permite el trabajo de forma remota con el mismo nivel de eficiencia y efectividad;
- La digitalización de procesos e infraestructura, que aseguran el normal funcionamiento de nuestros activos de generación, la continuidad del servicio eléctrico y la gestión remota de todas las actividades relacionadas con el mercado y la relación con el cliente.

Todos los esfuerzos de la compañía siguen focalizados en garantizar el funcionamiento correcto y seguro de nuestras operaciones, resguardando al mismo tiempo la salud y seguridad de nuestros colaboradores y ayudando a la comunidad con diversas medidas solidarias.

En relación al grado de incertidumbre generado en el entorno macroeconómico y financiero en que opera el Grupo y sus efectos en los resultados de la Compañía al 31 de diciembre de 2020, éstos se relacionan fundamentalmente con un aumento en la pérdida por deterioro en las cuentas comerciales (ver notas 2.3, 3.g.3 y 10.c).

### 35.6 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 Central Térmica Manuel Belgrano (TMB) y Central Térmica San Martín (TSM), 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 TSM, como Sociedades Gerenciadoras, junto con sus accionistas actuales (entre los cuales se encuentran nuestras subsidiarias de generación como sociedades garantes) 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 logró prorrogar la vigencia de los respectivos COyM firmándose los días 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. A la fecha de los presentes estados financieros el Estado Nacional aún no suscribió las acciones resultantes del aumento de capital, sin embargo, las obligaciones contractuales son irrevocables. Luego de que ello ocurra, los Fideicomisos deberán transferir los activos fideicomitidos a TMB y TSM.

Como consecuencia de lo anterior, las participaciones del Grupo se reducen 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

### **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 816 MW (potencia neta). El 07 de febrero de 2019, VOSA suscribió con CAMMESA tanto el Contrato de Abastecimiento, el Contrato de Operación y Gestión del Mantenimiento como los contratos de prenda y cesión en garantía. Desde el mes de marzo 2019, las Sociedades comenzaron a percibir el cobro de las cuotas mensuales. Al 31 de diciembre de 2020 las Sociedades han cobrado 22 cuotas de las 120 pactadas.

El saldo pendiente por cobrar al 31 de diciembre de 2020 asciende a MUS\$ 311.875 (MUS\$ 350.519 en 2019). El desglose por compañía es el siguiente: (i) Enel Generación El Chocón S.A. por MUS\$ 208.941 (MUS\$ 233.733 en 2019), (ii) Central Dock Sud S.A. por MUS\$ 82.438 (MUS\$ 93.557 en 2019) y (iii) Enel Generación Costanera S.A. por MUS\$ 20.496 (MUS\$ 23.229 en 2019) (Ver Nota 10).

### **(ii) Edesur:**

#### **Acuerdo regulatorio año 2019**

Con fecha 10 de mayo de 2019, la Sociedad suscribió con la Secretaría de Gobierno de Energía – en representación del Estado Nacional – un Acuerdo de Regularización de Obligaciones, según el cual se pone fin a los reclamos recíprocos pendientes originados en el período de transición 2006 / enero de 2017. Por un lado, Edesur se obliga a: (i) abonar penalidades a clientes en un plazo de 3 años, actualizadas a la tasa activa del Banco de la Nación Argentino (BNA); (ii) abonar las multas contenidas en el Anexo VIII del Acta Acuerdo de 2006, hasta en 14 cuotas semestrales, recalculadas hasta la fecha de su efectivo pago por el incremento promedio que registre el costo propio de distribución; (iii) en el marco de lo previsto en la cláusula 5.4 de la mencionada Acta Acuerdo, destinar los montos de las penalidades por mediciones periódicas de calidad del período de transición, a ejecutar inversiones adicionales a las establecidas en la Revisión de la Tarifa Integral (RTI), destinadas a contribuir a la mejora, confiabilidad y seguridad del servicio. Además, se acordaron nuevas condiciones con relación a la deuda por mutuos con CAMMESA. Por su parte, el Estado Nacional compensó a favor de la Sociedad, deudas comerciales con CAMMESA por compras de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) efectuadas antes de la entrada en vigencia de la resolución del Ente Nacional Regulador

de la Electricidad (ENRE) N° 1/2016, y deudas del Estado Nacional con destino social generadas en los años 2017 y 2018, relacionadas con los consumos de los asentamientos con medidores comunitarios generados desde julio de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2018, en la proporción prevista en el Nuevo Acuerdo Marco y sus sucesivas prórrogas, y con las diferencias resultantes de aplicar el tope en las facturas de los usuarios beneficiarios de la tarifa social. Además, el Estado Nacional condonó las sanciones con destino a la Administración Pública (ver Nota 24).

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 (ver Nota 28).

### **Acuerdo Marco 2020**

La Provincia de Buenos Aires solicitó el concurso del Ministerio de Economía de la Nación, dirigido a sanear la situación relativa al suministro de energía eléctrica de los barrios populares por el período comprendido entre octubre de 2017 y diciembre de 2020. En este sentido, con fecha 22 de diciembre de 2020, el Estado Nacional, a través del Ministerio de Economía y la Secretaría de Energía, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y las empresas Edenor y Edesur, firmaron un acuerdo por el cual se instrumentó el mecanismo de cancelación de deudas correspondientes al Acuerdo Marco por el período mencionado, asumiendo las empresas el compromiso de destinar dichos fondos a obras de mejora del servicio eléctrico y el estado de la red que da suministro a los barrios populares con medidores colectivos y otras zonas sensibles de sus áreas de concesión, sin que ello implique extender su responsabilidad aguas debajo de dichos medidores colectivos, según las normas aplicables. Por este acuerdo, durante diciembre 2020 se han reconocido ARS 1.500 millones (MUS\$ 17.842) que se exponen en la línea "Otros ingresos" del estado de resultados del ejercicio 2020 (Nota 28).

### 36. DOTACIÓN

La distribución del personal de Enel Américas, incluyendo la información relativa a las subsidiarias en los cinco países donde está presente el Grupo, al 31 de diciembre de 2020 y 2019, era la siguiente:

al 31.12.2020				
País	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
	Chile	8	39	
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
<b>Total</b>	<b>168</b>	<b>10.634</b>	<b>5.929</b>	<b>16.731</b>
<b>Promedio</b>	<b>170</b>	<b>10.679</b>	<b>6.120</b>	<b>16.969</b>

  

al 31.12.2019				
País	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
	Chile	1	48	
Argentina	20	1.858	2.208	4.086
Brasil	53	5.947	4.124	10.124
Perú	38	888	-	926
Colombia	39	2.065	2	2.106
<b>Total</b>	<b>151</b>	<b>10.806</b>	<b>6.338</b>	<b>17.295</b>
<b>Promedio</b>	<b>156</b>	<b>10.242</b>	<b>7.273</b>	<b>17.671</b>

## 37. SANCIONES

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

### Subsidiarias

#### 1. Edesur S.A. (Empresa Distribuidora del Sur S.A.)

- Al 31 de diciembre de 2020, y considerando las sanciones pendientes impuestas por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) a partir del período iniciado el 1 de octubre de 2020, Edesur S.A. ha sido penalizada en 2 oportunidades por infracciones al régimen de seguridad en vía pública –accidentes y anomalías- (Resoluciones ENRE 71/20 y 87/20) por un monto de ARS 1.5 millones equivalente a U\$S 16 mil, habiéndose recurrido todas las sanciones.

#### 2. Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia e Serviços S.A. o “Ampla”)

- Fiscales: La compañía fue multada ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales. La administración tributaria de Brasil, viene presentando multas individuales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. La compañía presentó sus descargos administrativos en contra de las multas y se aguarda fallo. También hay multas de demora en compensaciones de tributos federales. En estos casos, el principal de la compensación fue aceptado por la administración federal, pero entienden que hubo demora en el pago, siguiendo con la cobranza en relación a la multa. MBRL 11.611 (MUS\$ 2.235).

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

- En 2012, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica -ANEEL- ha sancionado a Enel Distribución Ceará S.A. en un monto de MMBRL 20,6 por supuestos errores en el registro de la base de activos de la compañía. Enel Distribución Ceará S.A. recurrió de la sanción que ha sido reducida a MMBRL 11,2 (MUS\$2.168). Considerándose la necesidad de la regularización de la compañía en el regulador (ANEEL), Enel Distribución Ceará S.A. ha hecho una garantía judicial e inició una demanda en la justicia para la cancelación total de la sanción. El 26 de julio de 2019, se dictó decisión que rechazó la demanda presentada por Enel Distribución Ceará S.A.. El 27 de agosto de 2019, Enel Distribución Ceará S.A. presentó apelación, a la fecha sin resolución. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 4.120 (MMBRL 21,4).
- En 2020, la Agencia de Energía Eléctrica – ANEEL, a través de la Agencia Reguladora de Servicios Públicos Delegados del Estado de Ceará (Arce), ha sancionado a Enel Distribución Ceará S.A. en un monto de MUS\$ 5.076 (MMBRL 26,2) por incumplimientos a indicadores de calidad del suministro de energía. Enel Distribución Ceará S.A. ha presentado un recurso en contra de la sanción, a la fecha sin resolución. Al 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 5.044 (MMBRL 26,2).

#### 4. Enel Distribución Goiás (ex CELG Distribuição S.A)

- En 2016, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel Distribución Goiás S.A. en un monto de MMBRL 62 por incumplimiento de la obligación sectorial (vinculada a Conta de Desarrollo Energético – CDE). Enel Distribución Goiás S.A. ha presentado un recurso en contra de la sanción, a la fecha sin resolución. Enel Distribución Goiás S.A. ha hecho una garantía judicial (seguro) y ha presentado una demanda en la justicia para la cancelación total de la sanción, a la fecha sin resolución. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 7.547 (MMBRL 39,2).
- En 2019, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel Distribución Goiás S.A. en un monto de MMBRL 61 por incumplimientos en relación la atención de los clientes e indicadores de calidad del suministro de energía. Enel Distribución Goiás S.A. ha presentado un recurso en contra de la sanción, a la fecha sin resolución. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 11.860 (MMBRL 61,6).
- En 2020, la Agencia Goiana de Regulação – AGR ha sancionado a Enel Distribución Goiás S.A. en un monto de MUS\$8.471 (MMBRL 44) por incumplimientos sobre mantenimiento y violaciones de indicadores de calidad (SAIDI/SAIFI). Enel ha presentado un recurso en contra de la sanción ante la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL, a la fecha sin resolución. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 8.317 (MMBRL 43,2).

#### 5. Enel Distribución Sao Paulo (ex Eletropaulo)

- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por supuestos errores en el registro de la base de activos de la compañía. Eletropaulo ha presentado un recurso, el cual fue rechazado. Enel Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado una demanda en la justicia para la cancelación total de la sanción. El juez dictó decisión rechazando la demanda de Eletropaulo, y Eletropaulo ha presentado una apelación al Tribunal (segunda instancia), a la fecha sin resolución. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 35.888 (MMBRL 186,4).
- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. 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 Distribución Sao Paulo S.A. en su sistema de registro de morosidad de pagos y ejecutar la penalidad, hasta que la decisión quede firme. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 17.790 (MMBRL 92,4).
- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. 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 Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado una demanda anulatoria en la justicia y se



dictó decisión suspendiéndose todos los efectos de las sanciones. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 5.680 (MMBRL 29,5).

- El 4 de diciembre de 2018, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por la calidad de la atención al cliente. El 14 de diciembre de 2018, Eletropaulo ha presentado un recurso administrativo en contra de la sanción que fue aceptado. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 4.775 (MMBRL 24,8).
- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por no conformidades en los índices operacionales de calidad de suministro de energía, con respecto al año 2013. Los recursos administrativos de Enel Distribución Sao Paulo S.A. en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A.). El 24 de julio de 2018 Enel Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, todavía sin decisión a la fecha. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la sanción era de MUS\$ 13.265 (MMBRL 68,9).
- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por no conformidades en los índices operacionales de calidad de suministro de energía, con respecto al año 2014. Los recursos administrativos de Enel Distribución Sao Paulo S.A. en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel). 31 de julio de 2018 Enel Distribución Sao Paulo S.A. 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 Distribución Sao Paulo S.A., contra la cual Enel Distribución Sao Paulo S.A. opuso embargos de aclaración. El 16 de diciembre de 2019, los embargos fueron rechazados. La Compañía ha presentado una apelación en contra de la decisión. El 31 de diciembre de 2020, el monto involucrado en la sanción es de MUS\$ 6.777 (MMBRL 35,2).
- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por no conformidades en el proceso de Presupuestos para Créditos de Liquidación Dudosa. Los recursos administrativos de Enel Distribución Sao Paulo S.A. en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A.). Enel Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular (o reducir) la sanción, la sentencia (1° grado) fue desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A., que ha presentado un recurso sin decisión firme a la fecha. El 31 de diciembre de 2020 el valor involucrado en la sanción es de MUS\$ 4.775 (MMBRL 24,7).
- La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por no conformidades en el proceso de Presupuestos para Créditos de Liquidación Dudosa. Los recursos administrativos de Enel Distribución Sao Paulo S.A. en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A.). Enel Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular (o reducir) la sanción, la sentencia (1° grado) fue favorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A., sin embargo, la ANEEL ha presentado un recurso, sin decisión firme a la fecha. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado en la sanción es de MUS\$ 14.883 (MMBRL 77,3).
- El Ayuntamiento del Municipio de Jandira ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por violación a la legislación municipal (con respecto a red en las vías en la municipalidad) (febrero de 2003). Los recursos administrativos de Enel Distribución Sao Paulo S.A. en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A.). Enel Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado una

demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, la sentencia (1° grado) fue favorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A.. El municipio interpuso recurso de apelación y logró revertir la decisión a su favor. Enel Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado recursos ante los Tribunales Superiores (*Superior Tribunal de Justiça* y *Supremo Tribunal Federal*) sin decisión firme a la fecha. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado es de MUS\$ 4.197 (MMBRL 21,8).

- El Ayuntamiento del Municipio de Jandira ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por violación a la legislación municipal (con respecto a red en las vías en la municipalidad) (Julio de 2002). Los recursos administrativos de Enel Distribución Sao Paulo S.A. en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A.). Enel Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, la sentencia (1° grado) fue desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A. 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 Justiça* y *Supremo Tribunal Federal*). STJ desestimó el recurso del Municipio. La municipalidad ha presentado nuevo recurso para ser analizado por el panel de jueces, siendo los recursos rechazados por el tribunal. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado es de MUS\$ 4.871 (MMBRL 25,3).
- El Ayuntamiento del Municipio de Sao Paulo ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. por violación a la legislación municipal de tránsito (área restringida de circulación). Los recursos administrativos de Enel Distribución Sao Paulo S.A. en contra de la sanción quedaron firmes (desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A.). En 2011, Enel ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción, la sentencia (1° grado) fue desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A., que en contra ha presentado una apelación al tribunal. Se dictó el fallo rechazando el recurso de Enel Distribución Sao Paulo S.A., que en contra del fallo del tribunal ha presentado recursos a las instancias superiores, sin resolución a la fecha. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado es de MUS\$ 6.507 (MMBRL 33,8).
- El Ayuntamiento del Municipio de Itapevi ha sancionado a Enel Distribución Sao Paulo S.A. 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 Distribución Sao Paulo S.A. en contra las sanciones quedaron firmes (desfavorable a Enel Distribución Sao Paulo S.A.). Enel Distribución Sao Paulo S.A. ha presentado una demanda (judicial) con el objetivo de anular la sanción. Las decisiones de primera y segunda instancia fueron desfavorables a Enel Distribución Sao Paulo S.A., que ha presentado recursos a los tribunales superiores (*Superior Tribunal de Justiça* y *Supremo Tribunal Federal*) sin resolución a la fecha. El 31 de diciembre de 2020 el monto involucrado es de MUS\$ 5.891 (MMBRL 30,6).
- 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 48.993 (MUS\$ 9.432).

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

Al 31 de diciembre de 2020, 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\$ 574), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 10.501.965 (MUS\$ 2.903). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial.
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el IR de los ejercicios 2000 y 2001, la SUNAT cursó a Enel Generación Perú la Resolución de Multa No. 0120020008723 mediante la cual se le impuso una multa por concepto de IR Anual del ejercicio 2000. Tomando en cuenta diversos pagos efectuados y la reliquidación realizada por SUNAT, a la fecha, el monto de la multa que califica como posible y probable asciende a PEN 6.460.523 (MUS\$ 1.786), y los intereses moratorios actualizados a la fecha ascienden a PEN 15.043.925 (MUS\$ 4.158). Actualmente, Enel Generación Perú viene discutiendo la reliquidación de la multa ante el TF y el tema de fondo ante el Poder Judicial. Cabe precisar que PEN 7.928.535 (MUS\$ 2.192) se encuentran debidamente pagados.
- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el Impuesto General a las Ventas (IGV) Ad Valorem e Impuesto de Promoción Municipal (IPM) en importaciones por los ejercicios 2008 y 2009, la SUNAT cursó al Banco Scotiabank del Perú (propietario legal de la Central Santa Rosa en virtud de un contrato de arrendamiento financiero, mediante el cual Enel Generación Perú es responsable por todas las contingencias que se deriven del mismo) la Resolución de División No. 0003X4100/2013-000440, mediante la cual se le impuso una multa ascendente a MUS\$ 2.974 (las multas aduaneras fueron liquidadas en dólares). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de la referida multa se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial, para lo cual se tuvo que cancelar PEN 5.832.129 (MUS\$ 1.612), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 3.395.224 (MUS\$ 938). Cabe precisar que no se pagó el íntegro de la deuda tributaria vinculada con la referida Resolución de Multa puesto que parte de la misma prescribió.

## 7. Enel Perú S.A.C. (ex Generandes Perú)

Al 31 de diciembre de 2020, 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\$ 807), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 14.053.695 (MUS\$ 3.885). Asimismo, la SUNAT notificó a Enel Perú con las Resoluciones de Multas Nos. 0240020022829 a 0240020022831, mediante las cuales impuso multas por la aplicación del IGV de forma indebida por los periodos de abril, junio y octubre del 2000, las mismas que asciende a PEN 1.771.933 (MUS\$ 490), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 10.231.619 (MUS\$ 2.828). Sobre el particular, debemos señalar que la imposición de las referidas multas se encuentra siendo discutida ante el Poder Judicial.

## 8. Enel Generación Piura (ex EEP SA)

Al 31 de diciembre de 2020, Enel Generación Piura ha incurrido en la siguiente multa de índole tributaria:

- En el marco de un procedimiento de fiscalización por el Impuesto General a las Ventas (IGV) Ad Valorem e Impuesto de Promoción Municipal (IPM) en las importaciones por el año 2011, la SUNAT cursó al Banco de Crédito del Perú (propietario legal de la Central Malacas – Reserva Fría, en virtud de un contrato de arrendamiento financiero, mediante el cual Enel Generación Piura es responsable por todas las contingencias que se deriven del mismo) la Resolución de División No. 0003Y4100/2014-000211, mediante la cual se le impuso una multa ascendente a PEN 6.868.256 (MUS\$ 1.898), cuyos intereses moratorios actualizados a la fecha de pago ascendieron a PEN 4.844.855 (MUS\$ 1.339). 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\$ 1.258), la misma que fue cancelada con una rebaja del 60%: (i) Multa por PEN 1.820.995 (MUS\$ 503); y (ii) Intereses moratorios por PEN 1.165.075 (MUS\$ 322), 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\$ 49.856 al 31 de diciembre de 2020 (ver Nota 25). Existen otras sanciones que también tienen provisiones asociadas, pero que no son descritas en esta nota, ya que individualmente representan montos de menor cuantía. La Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por sanciones, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

### 38. MEDIO AMBIENTE

Los gastos ambientales por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, son los siguientes:

miles de dólares estadounidenses - MJSS

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	2020			2019			
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso periodo anterior
Emgesa S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Monitoreos y estudios Hidrometeorológicos	En proceso	480	-	480	-	480	522	
		Otros	En proceso	276	-	276	-	276	208	
		Ley 99	En proceso	-	-	-	4.221	31/12/2022	4.221	4.588
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	En proceso	74	-	74	-	74	133	
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	2.341	2.180	161	5.375	31/12/2027	7.716	7.838
	Nueva Esperanza Compensación Ambiental	Compensaciones incluídas en la Resolución 1061 y el Acuerdo 017 de 2013 del Ministerio de Medio Ambiente y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del río Bogotá, comprometiendo a la compañía a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la sub estación Nueva Esperanza, Gran sabana y Compartir	En proceso	83	83	-	309	31/12/2022	392	308
Enel Generación Perú S.A.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	En proceso	222	-	222	-	31/12/2020	222	78
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	103	-	103	-	-	103	116
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	Terminado	204	-	204	-	-	204	342
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y Recuperacion del Suelo y Agua	Terminado	6	-	6	-	-	6	29
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion	Terminado	111	-	111	-	-	111	86
Enel Generación Piura S.A.	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	Terminado	89	-	89	-	-	89	90
	Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	Terminado	55	-	55	-	-	55	35
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	22	-	22	-	-	22	29
	Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	Terminado	37	-	37	-	-	37	76
	Monitoreos Ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido	Terminado	28	-	28	-	-	28	42
Chinango S.A.C.	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de áreas verdes y fauna menor	Terminado	42	-	42	-	-	42	-
	Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	Terminado	72	-	72	-	-	72	-
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	Terminado	31	-	31	-	-	31	24
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	Terminado	115	-	115	-	-	115	53
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y Recuperacion del Suelo y Agua	Terminado	7	-	7	-	-	7	19
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion	Terminado	108	-	108	-	-	108	277
<b>Total</b>				<b>4.506</b>	<b>2.263</b>	<b>2.243</b>	<b>9.905</b>	<b>-</b>	<b>14.411</b>	<b>14.893</b>



miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	2019				Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro			
Emgesa S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	En proceso	522	-	522	-	-	522	
		Otros	En proceso	208	-	208	-	-	208	
		Ley 99	En proceso	-	-	-	4.588	31/12/2021	4.588	
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	En proceso	133	-	133	-	-	133	
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	1.693	1.399	294	6.145	31/12/2027	7.838	
		Nueva Esperanza Compensación Ambiental	Compensaciones incluidas en la Resolución 1061 y el Acuerdo 017 de 2013 del Ministerio de Medio Ambiente y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del río Bogotá, comprometiendo a la compañía a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la sub estación Nueva Esperanza, Gran sabana y Compartir	En proceso	204	189	15	105	31/12/2019	309
		Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	En proceso	78	-	78	-	31/12/2019	78
Enel Generación Perú S.A.	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	116	-	116	-	31/12/2019	116	
		Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso	342	-	342	-	31/12/2019	342
		Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y Recuperacion del Suelo y Agua	En proceso	29	-	29	-	31/12/2019	29
		Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiación	En proceso	86	-	86	-	31/12/2019	86
		Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	En proceso	90	-	90	-	31/12/2019	90
Enel Generación Piura S.A.	Actividades De Prevencion	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	35	-	35	-	31/12/2019	35	
		Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	29	-	29	-	31/12/2019	29
		Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	76	-	76	-	31/12/2019	76
		Monitoreos Ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido	En proceso	42	-	42	-	31/12/2019	42
		Paisajismo y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	En proceso	49	-	49	-	31/12/2019	49
Chinango S.A.C.	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	24	-	24	-	31/12/2019	24	
		Gestion De Residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	53	-	53	-	31/12/2019	53
		Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y recuperacion del suelo y agua	En proceso	19	-	19	-	31/12/2019	19
		Monitoreos Ambientales	Proteccion del aire y clima, reduccion del ruido,proteccion contra la radiacion	En proceso	277	-	277	-	31/12/2019	277
		Gestion De Residuos	Eliminación de partículas y otros residuos especiales	Terminado	243	-	243	-	31/12/2019	243
Enel Distribución S.A.	Gestion De Residuos	Eliminación de partículas y otros residuos especiales	Terminado	243	-	243	-	31/12/2019	243	
<b>Total</b>				<b>4.348</b>	<b>1.588</b>	<b>2.760</b>	<b>10.838</b>	<b>-</b>	<b>15.186</b>	

miles de dólares estadounidenses - MU\$

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	2018					
				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	Plan Manejo Ambiental El Quimbo	En proceso	-	-	-	7.495	31/12/2020	7.495
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	En proceso	130	-	130	-	-	130
Chinango S.A.C.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la biodiversidad del Medio Ambiente	En proceso	57	-	57	-	31/12/2018	57
	Estudios Ambientales	Estudios sobre Aspectos Ambientales	En proceso	63	-	63	-	31/12/2018	63
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso	44	-	44	-	31/12/2018	44
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y recuperacion del Suelo y Agua	En proceso	-	-	-	-	31/12/2018	-
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reduccion del Ruido, protección contra la radiacion	En proceso	426	-	426	-	31/12/2018	426
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas Verdes y Fauna Menor	En proceso	11	-	11	-	31/12/2018	11
	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	373	113	260	7	31/12/2018	380
	Nueva Esperanza Compensacion Ambiental	Compensaciones incluidas en la Resolución 1061 y el Acuerdo 017 de 2013 del Ministerio de Medio Ambiente y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del río Bogotá, comprometiendo a la compañía a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la sub estación Nueva Esperanza, Gran sabana y Compartir	En proceso	493	481	12	1	31/12/2019	494
Enel Generación Perú S.A.	Actividades De Prevencion	Proteccion de la Biodiversidad del Medio Ambiente, Tratamiento de Aguas Residuales	En proceso	301	-	301	-	31/12/2018	301
	Estudios Ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	256	-	256	-	31/12/2018	256
	Gestion De Residuos	Manejo de Residuos Peligrosos	En proceso	314	-	314	-	31/12/2018	314
	Mitigaciones Y Restauraciones	Proteccion y Recuperacion del Suelo y Agua	En proceso	37	-	37	-	31/12/2018	37
	Monitoreos Ambientales	Proteccion del Aire y Clima, Reducción del ruido, Protección contra la Radiacion	En proceso	180	-	180	-	31/12/2018	180
	Paisajismo Y Areas Verdes	Mantenimiento de Areas verdes y fauna Menor	En proceso	220	-	220	-	31/12/2018	220
<b>Total</b>				<b>2.905</b>	<b>594</b>	<b>2.311</b>	<b>7.503</b>	-	<b>10.408</b>



### 39. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIAS

A continuación, se resume la información financiera de nuestras principales subsidiarias al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

al 31.12.2020

	Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total
Enel Argentina S.A.	Individual	40.432	65.563	105.995	1.293	-	104.702	105.995	-	(600)	(600)	(2.459)	(2.459)	11.264	12.146	874	13.020	(37.029)	(24.009)
Enel Generación Costanera S.A.	Individual	96.321	253.484	349.805	96.132	74.375	179.298	349.805	112.931	(4.963)	107.968	60.965	18.811	(9.445)	9.497	7.928	17.425	(47.631)	(30.206)
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	91.441	268.572	360.013	30.857	43.537	285.619	360.013	48.505	(4.543)	43.962	35.964	21.800	37.910	62.211	(9.332)	52.879	(66.592)	(13.713)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	274.169	1.442.360	1.716.529	591.523	415.191	709.815	1.716.529	801.229	(530.338)	270.891	49.912	(68.276)	22.605	(45.636)	(22.866)	(68.502)	(230.171)	(298.673)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	12.882	1.263	14.145	10.573	-	3.572	14.145	3.066	(189)	2.897	706	414	(130)	284	(103)	181	(1.006)	(825)
Dock Sud S.A.	Individual	97.880	172.641	270.521	10.749	28.575	231.197	270.521	66.334	(10.025)	56.309	42.590	14.445	3.472	17.968	(13.426)	4.542	(68.182)	(63.640)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	312.760	841.974	1.154.734	124.270	115.750	914.714	1.154.734	161.093	(11.572)	149.521	92.860	36.542	61.778	71.522	1.130	72.662	(258.557)	(185.905)
Enel Brasil S.A.	Individual	567.492	4.484.221	5.051.713	344.060	225.338	4.482.315	5.051.713	502	(139)	363	(41.809)	(42.724)	(127.544)	168.090	36.441	204.531	(1.088.424)	(883.863)
Enel Generación Fortaleza S.A.	Individual	76.390	133.672	210.062	52.283	19.535	138.244	210.062	187.227	(118.673)	68.554	61.986	51.176	(521)	50.655	(19.628)	31.027	(31.881)	(654)
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	584.030	130.285	714.315	563.242	20.520	130.553	714.315	812.275	(666.295)	145.980	134.715	129.601	(6.103)	123.498	(41.504)	81.994	(15.502)	66.492
EGP Volta Grande	Individual	31.525	274.019	305.544	31.433	138.557	135.554	305.544	62.398	(10.548)	51.850	48.484	(11.785)	36.700	(12.486)	24.214	(32.034)	(7.820)	(7.820)
Enel Cen S.A.	Individual	31.496	141.069	172.565	17.527	407	154.631	172.565	52.705	(83.694)	(30.989)	(37.406)	(45.048)	23.435	(21.612)	7.275	(14.337)	(48.724)	(63.061)
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Individual	2.554	10.089	12.643	10.443	-	2.200	12.643	45.439	-	45.439	44.911	44.472	(17.275)	27.197	(996)	26.201	14.795	40.996
Transportadora de Energía S.A.	Individual	2.144	11.705	13.849	8.490	482	4.877	13.849	37.973	-	37.973	37.284	35.806	(13.356)	22.450	801	23.251	15.236	38.487
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	575.651	1.322.709	1.898.560	589.631	651.669	657.260	1.898.560	1.141.882	(835.325)	306.557	167.515	74.542	(4.767)	70.014	(18.464)	51.550	(178.829)	(127.279)
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	705.578	1.588.563	2.294.141	574.409	1.011.309	708.423	2.294.141	1.220.592	(869.564)	351.238	199.503	62.880	(46.093)	16.145	(5.706)	10.439	(229.670)	(219.231)
Enel Distribución Goiás S.A.	Individual	566.168	2.032.002	2.598.170	925.334	517.983	1.154.853	2.598.170	1.392.402	(1.026.859)	365.543	167.630	83.459	(41.127)	42.806	(16.729)	26.077	(306.258)	(280.181)
Enel X Brasil S.A.	Individual	19.617	22.477	42.094	20.560	583	20.951	42.094	13.357	(4.454)	8.903	(3.705)	(6.711)	(2.009)	(8.720)	973	(7.747)	(4.323)	(12.070)
Enel Distribuição Sao Paulo S.A.	Individual	1.515.162	5.198.704	6.713.866	1.614.149	3.852.132	1.247.585	6.713.866	2.980.109	(2.206.107)	774.002	552.367	333.460	(76.312)	257.148	(77.974)	179.174	(677.886)	(498.712)
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.143.213	11.396.553	15.539.766	4.211.671	6.169.465	5.158.630	15.539.766	7.581.035	(5.450.909)	2.130.126	1.337.914	774.862	(321.390)	454.162	(148.157)	306.005	(1.678.028)	(1.372.023)
Empesa S.A. E.S.P.	Individual	353.946	2.420.483	2.774.429	570.718	697.179	1.506.532	2.774.429	1.159.134	(412.530)	746.604	673.446	606.868	(70.522)	536.449	(188.883)	347.566	(19.348)	328.218
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Individual	499.983	1.973.507	2.473.490	640.774	840.051	992.665	2.473.490	1.546.963	(886.155)	660.808	506.794	375.127	(49.171)	325.977	(97.881)	228.096	(14.970)	213.126
Enel Perú, S.A.C.	Individual	34.757	1.288.805	1.323.562	180.490	10.990	1.132.082	1.323.562	-	-	-	(215)	(215)	(6.072)	156.138	-	156.138	(96.339)	59.799
Enel Generación Perú S.A.A.	Individual	315.244	880.207	1.195.451	191.039	208.495	795.917	1.195.451	408.604	(140.350)	268.254	210.702	162.140	10.361	186.817	(42.052)	144.765	(66.777)	77.988
Chinango S.A.C.	Individual	8.892	131.158	140.050	7.061	26.392	106.597	140.050	41.000	(4.496)	36.504	31.273	27.319	(87)	27.232	(8.152)	19.080	(8.334)	10.746
Enel Generación Plura S.A.	Individual	60.425	164.399	224.824	58.135	24.746	141.943	224.824	63.874	(23.435)	40.439	30.016	18.512	(4.873)	17.249	(5.852)	11.397	(12.361)	(964)
Enel Distribución Perú S.A.A.	Individual	191.178	1.263.496	1.454.674	249.068	471.377	734.229	1.454.674	896.663	(598.157)	288.506	213.898	141.464	(25.042)	116.427	(38.488)	77.939	(62.468)	15.471
Grupo Enel Perú	Consolidado	546.260	2.382.886	2.929.146	627.532	734.466	1.567.148	2.929.146	1.243.984	(621.907)	622.087	475.905	339.421	(26.007)	317.029	(91.896)	225.133	(246.279)	(21.146)





miles de dólares estadounidenses - MUS\$

al 31.12.2019

	Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total
Enel Argentina S.A.	Individual	43.219	87.644	130.863	2.152	-	128.711	130.863	-	-	-	(463)	(463)	8.963	39.714	(2.453)	37.261	(53.938)	(16.677)
Enel Generación Costanera S.A.	Individual	113.909	270.423	384.332	112.412	105.047	166.873	384.332	213.606	(68.969)	144.637	100.244	59.860	22.628	82.582	(24.642)	57.940	(41.288)	16.652
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	101.114	315.842	416.956	75.003	56.983	284.970	416.956	71.807	(5.957)	65.850	59.055	42.906	59.477	103.800	(21.770)	82.030	(70.096)	11.934
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	284.126	1.456.918	1.741.044	509.223	429.766	802.055	1.741.044	1.346.888	(773.663)	573.195	307.066	211.031	54.470	265.560	(76.548)	189.012	(237.185)	(48.173)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	23.432	1.551	24.983	21.486	-	3.497	24.983	7.497	(860)	6.547	3.599	3.321	(92)	3.229	(1.295)	1.934	(600)	1.334
Dock Sud S.A.	Individual	105.726	256.881	362.607	52.678	52.732	257.197	362.607	146.958	(54.326)	92.632	81.806	50.775	12.036	63.132	(1.007)	62.125	(74.649)	(12.524)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	326.191	927.948	1.254.139	165.096	151.167	917.876	1.254.139	265.277	(74.927)	210.350	157.774	102.242	112.784	299.022	(54.044)	244.978	(270.493)	(25.515)
Enel Brasil S.A.	Individual	371.174	5.186.673	5.557.847	145.721	376.140	5.035.966	5.557.847	977	(85)	892	(57.320)	(58.076)	(85.784)	88.858	15.025	103.883	(149.216)	(45.333)
Enel Generación Fortaleza S.A.	Individual	119.719	193.438	313.157	108.806	737	203.614	313.157	309.525	(183.394)	126.131	114.170	99.940	13.389	113.329	(36.130)	77.199	(5.465)	71.734
EOP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	213.201	98.107	311.308	193.295	3.280	114.733	311.308	494.303	(394.776)	99.527	85.746	79.065	(100)	78.965	(25.671)	53.294	2.285	55.579
EOP Volta Grande	Individual	42.230	345.708	387.938	29.751	185.505	172.862	387.938	106.792	(42.865)	63.897	59.632	59.607	(13.583)	46.024	(15.173)	30.851	(844)	30.007
Enel Cen S.A.	Individual	113.996	151.707	265.703	13.358	16.240	236.105	265.703	70.295	(967)	69.328	61.376	49.598	19.722	69.320	(39.773)	29.547	(4.600)	24.947
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Individual	6.856	701	7.557	50.954	8.030	(51.427)	7.557	1.142	-	1.142	789	(530)	(10.969)	(10.969)	296	(10.703)	15.634	4.931
Transportadora de Energía S.A.	Individual	4.914	3.924	8.838	52.590	9.207	(52.959)	8.838	1.112	-	1.112	601	(923)	(10.288)	(11.212)	333	(10.879)	16.154	5.275
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	629.655	1.624.665	2.254.320	525.921	902.000	826.399	2.254.320	1.373.202	(991.979)	381.223	224.266	140.695	(18.246)	122.937	(19.875)	103.062	(26.723)	76.339
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	722.394	1.962.608	2.685.002	910.507	830.069	944.426	2.685.002	1.514.836	(1.029.220)	485.616	299.779	163.829	(55.984)	109.105	(37.009)	72.096	(46.182)	25.914
Enel Distribución Goiás S.A.	Individual	665.187	2.355.246	3.020.433	795.562	903.997	1.320.874	3.020.433	1.544.899	(1.100.077)	444.822	220.030	22.568	(59.708)	(36.744)	11.462	(25.282)	(59.597)	(84.879)
Enel X Brasil S.A.	Individual	17.886	15.089	32.975	13.676	307	18.992	32.975	19.359	(6.434)	12.925	(1.373)	(4.677)	(311)	(4.988)	539	(4.449)	(679)	(5.128)
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Individual	1.701.300	6.062.310	7.763.610	1.474.482	4.310.495	1.978.633	7.763.610	3.720.782	(2.699.108)	1.021.674	638.496	378.591	(100.835)	277.756	460.335	738.091	(412.571)	325.520
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.211.380	13.471.236	17.682.616	3.919.122	7.528.800	6.234.694	17.682.616	8.611.146	(5.906.735)	2.704.411	1.645.516	928.952	(356.940)	574.154	314.359	898.513	(559.512)	329.001
Emgeas S.A. E.S.P.	Individual	251.413	2.524.074	2.775.487	387.804	943.882	1.443.801	2.775.487	1.246.989	(465.768)	781.221	710.320	637.221	(81.765)	555.672	(180.207)	375.465	7.209	382.674
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Individual	363.838	1.842.861	2.206.699	545.689	704.527	956.483	2.206.699	1.665.318	(962.174)	703.144	556.513	431.004	(58.397)	372.680	(122.066)	250.614	(615)	249.999
Enel Perú, S.A.C.	Individual	37.589	1.403.189	1.440.778	41.359	10.868	1.388.551	1.440.778	11	-	11	(1.155)	(1.155)	(1.473)	127.289	(8)	127.281	27.105	154.386
Enel Generación Perú S.A.A.	Individual	361.697	974.784	1.336.481	172.150	259.367	904.964	1.336.481	478.155	(178.102)	300.053	243.359	191.690	(4.886)	200.977	(56.340)	144.637	18.483	163.120
Chirango S.A.C.	Individual	6.346	153.370	159.716	6.349	38.766	114.801	159.716	45.030	(5.081)	39.949	34.113	29.868	(723)	29.145	(8.685)	20.460	2.791	23.251
Enel Generación Plura S.A.	Individual	75.118	180.365	255.483	64.559	33.669	157.255	255.483	82.155	(27.861)	54.294	44.074	32.902	(317)	32.585	(9.275)	23.320	2.948	26.268
Enel Distribución Perú S.A.A.	Individual	153.382	1.305.567	1.458.949	272.268	467.924	718.757	1.458.949	950.350	(619.181)	331.169	257.473	196.436	(22.938)	184.153	(55.649)	128.504	13.065	141.569
Grupo Enel Perú	Consolidado	551.844	2.562.083	3.113.927	482.477	805.168	1.826.282	3.113.927	1.382.941	(676.173)	706.768	561.494	433.368	(30.553)	413.480	(125.187)	288.293	64.392	352.685

al 31.12.2018

	Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No- Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No- Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total
Enel Argentina S.A.	Individual	6.657	139.508	146.165	776	-	145.389	146.165	-	-	-	(618)	(618)	2.812	3.657	(669)	2.988	(138.136)	(135.148)
Enel Generación Costanera S.A.	Individual	132.613	267.952	400.565	136.446	99.309	164.810	400.565	162.894	(15.271)	147.623	103.430	89.235	19.250	108.963	(17.345)	91.618	(43.235)	48.383
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	95.054	370.645	465.699	82.599	85.399	297.701	465.699	67.134	(4.675)	62.459	53.067	32.994	106.989	141.617	(51.466)	90.151	(130.515)	(40.364)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	312.128	1.381.972	1.694.100	710.707	347.653	635.740	1.694.100	1.189.950	(729.223)	460.727	179.203	77.990	127.247	205.078	(101.101)	103.977	(347.881)	(243.904)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	14.550	1.008	15.558	13.940	-	1.618	15.558	4.738	(305)	4.433	1.357	1.083	(2.456)	(1.370)	(408)	(1.778)	(571)	(2.349)
Dock Sud S.A.	Individual	55.921	263.659	319.580	63.756	55.240	200.584	319.580	94.769	(20.986)	73.783	58.725	33.999	35.743	69.850	(29.790)	40.060	(104.651)	(64.591)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	263.345	916.274	1.179.619	221.534	182.169	775.916	1.179.619	229.458	(19.945)	209.513	155.467	121.179	140.459	307.883	(72.221)	235.662	(355.051)	(119.389)
Enel Brasil S.A.	Individual	1.681.474	3.882.112	5.573.586	2.720.641	225.312	2.627.633	5.573.586	174	(96)	78	(46.334)	(46.374)	(119.900)	(106.575)	44.864	(61.711)	(441.136)	(502.847)
Enel Generación Fortaleza S.A.	Individual	140.483	189.912	330.395	123.850	60.960	145.595	330.395	211.536	(207.475)	4.061	(6.852)	(16.483)	(5.857)	(22.340)	7.309	(15.031)	(25.888)	(40.919)
EOP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	301.315	103.975	405.290	244.418	3.075	157.797	405.290	540.344	(417.506)	122.838	109.049	102.351	7.959	110.311	(37.719)	72.592	(18.168)	54.424
EOP Volta Grande	Individual	94.170	355.666	449.836	274.015	-	175.821	449.836	81.939	(10.644)	71.295	68.654	68.653	(15.031)	53.622	(18.732)	34.890	(30.953)	3.937
Enel Cien S.A.	Individual	120.897	183.601	304.498	9.403	18.424	276.671	304.498	82.608	(1.626)	80.982	72.831	56.219	31.686	87.906	(29.729)	58.176	(40.853)	17.323
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Individual	9.097	2.196	11.293	50.940	2.493	(42.140)	11.293	1.193	-	1.193	716	(650)	(21.535)	(22.185)	44	(22.141)	13.101	(9.040)
Transportadora de Energía S.A.	Individual	6.912	5.755	12.667	50.780	5.431	(43.544)	12.667	1.140	-	1.140	591	(966)	(21.519)	(22.506)	(176)	(22.882)	13.664	(9.018)
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	538.216	1.209.995	1.748.211	517.761	440.495	789.955	1.748.211	1.410.602	(1.037.015)	373.587	213.754	140.035	(17.507)	122.528	(22.092)	100.436	(128.063)	(27.627)
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	611.450	1.964.754	2.576.204	865.349	781.211	929.644	2.576.204	1.510.676	(1.026.864)	483.812	294.177	172.577	(96.634)	75.943	(27.646)	48.297	(152.089)	(103.792)
Enel Distribución Goiás S.A.	Individual	694.885	2.478.860	3.173.745	613.692	1.154.300	1.405.753	3.173.745	1.541.938	(1.106.151)	435.787	254.481	157.911	(51.253)	107.044	318.307	425.351	(199.597)	225.754
Enel X Brasil S.A.	Individual	14.153	9.180	23.333	5.512	42	17.779	23.333	17.882	(8.136)	9.746	(559)	(1.412)	(169)	(1.581)	394	(1.187)	(2.104)	(3.291)
Enel Distribuição Sao Paulo S.A.	Individual	1.535.494	4.426.888	5.962.382	1.438.355	2.871.158	1.652.879	5.962.382	2.459.201	(1.914.222)	544.979	243.789	137.736	(98.509)	39.227	(17.209)	22.018	(202.092)	(180.074)
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.112.113	11.587.158	15.699.271	6.524.502	5.555.895	3.619.074	15.699.271	7.492.092	(5.366.693)	2.125.399	1.201.286	796.565	(436.467)	331.494	217.615	549.099	(689.804)	(140.705)
Empesa S.A. E.S.P.	Individual	336.791	2.511.365	2.848.156	510.844	1.032.101	1.305.211	2.848.156	1.259.471	(478.284)	781.207	707.149	633.075	(101.981)	531.118	(185.554)	345.564	(117.250)	228.314
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Individual	414.711	1.686.783	2.101.494	650.760	598.455	852.279	2.101.494	1.713.801	(1.032.452)	681.349	522.969	389.002	(57.795)	331.372	(125.242)	206.130	(81.177)	124.953
Enel Perú S.A.C.	Individual	36.807	1.376.103	1.412.910	69.295	10.460	1.333.155	1.412.910	-	-	-	337	337	(4.852)	185.519	-	185.519	(56.062)	129.457
Enel Generación Perú S.A.A.	Individual	333.468	914.287	1.247.755	169.579	234.383	843.793	1.247.755	480.540	(163.879)	316.661	257.625	209.490	13.325	263.975	(69.105)	194.870	(35.507)	159.363
Chinango S.A.C.	Individual	5.798	137.059	142.857	7.946	25.562	109.349	142.857	44.180	(5.215)	38.965	33.910	29.643	(255)	29.388	(8.562)	20.826	(4.445)	16.381
Enel Generación Plura S.A.	Individual	85.080	175.196	260.276	51.046	68.377	140.853	260.276	78.012	(25.883)	52.129	42.112	30.028	(4.368)	25.685	(8.003)	17.682	(6.155)	11.527
Enel Distribución Perú S.A.A.	Individual	112.287	1.210.429	1.322.716	268.883	431.856	621.977	1.322.716	912.950	(610.701)	302.249	232.137	175.848	(22.150)	153.693	(49.024)	104.669	(25.686)	79.003
Grupo Enel Perú	Consolidado	488.824	2.401.685	2.890.509	490.068	770.021	1.630.420	2.890.509	1.505.635	(798.330)	707.305	564.020	443.246	(18.583)	451.681	(134.059)	317.622	(127.835)	189.787

#### 40. HECHOS POSTERIORES

- > Con fecha 17 de enero de 2021, expiró el plazo legal de que disponían los accionistas disidentes de Enel Américas S.A. para ejercer el derecho a retiro originado en la fusión por incorporación de EGP Américas S.p.A. en Enel Américas S.A. (la "Fusión"), aprobada en Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada con fecha 18 de diciembre de 2020 (la "Junta").

Durante el plazo referido, ejercieron el derecho a retiro accionistas disidentes que representan en conjunto 1.787.514 acciones emitidas por la Sociedad, lo que equivale a un 0,002% del total de las mismas. De conformidad a la legislación pertinente y, en particular, al Oficio N° 32.435 emitido por la CMF con fecha 7 de noviembre de 2017, el precio de tales acciones será pagado por Enel Américas a contar de la fecha en que la Fusión surta sus efectos de conformidad con los términos y condiciones aprobados por la Junta. Lo anterior será comunicado oportunamente mediante hecho esencial de la Sociedad.

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 29 de enero de 2021 Enel Américas, en su calidad de accionista controlador de las filiales colombianas Emgesa S.A. ESP y Codensa S.A. ESP suscribió un nuevo acuerdo marco de inversión con el Grupo Energía de Bogotá SA ESP (GEB), su socio en dichas filiales. Este nuevo acuerdo marco de inversión, que sólo entrará en vigencia en el evento que se cumplan ciertas condiciones suspensivas y que se obtengan las autorizaciones corporativas y societarias requeridas por parte de ambos socios, busca regir a futuro las relaciones como accionistas entre Enel Américas y GEB.

Dentro de los principales acuerdos alcanzados, este nuevo acuerdo marco permitiría 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 esta nueva etapa y las partes propondrían acuerdos de conciliación para las demandas arbitrales existentes entre ellas.

Los efectos financieros de dicho acuerdo no resultan cuantificables a esta fecha.

- > En relación al proceso de Fusión aprobado por los accionistas de Enel Américas mediante junta extraordinaria de accionistas de fecha 18 de diciembre de 2020, con fecha 1 de febrero de 2021 Enel Américas tomó conocimiento de que quedó perfeccionada la fusión internacional de la sociedad italiana Enel Rinnovabili S.r.l en la sociedad chilena EGP Américas SpA. Para tales efectos, los apoderados de ambas sociedades otorgaron una misma y única escritura pública declarativa en la cual constataron el íntegro cumplimiento de las formalidades, requisitos y procedimientos aplicables bajo la ley chilena e italiana para el perfeccionamiento de la referida fusión internacional.

En virtud de lo anterior, EGP Américas SpA adquirió todos los activos y pasivos de la sociedad italiana Enel Rinnovabili S.r.l, incluyendo el 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).

Asimismo, se obtuvieron todos los consentimientos y autorizaciones que debían otorgar ciertos bancos financieristas en Brasil.

Con el perfeccionamiento de la fusión internacional antes indicada y la obtención del consentimiento de los bancos financieristas en Brasil, quedaron cumplidas otras de las condiciones suspensivas de la fusión aprobada por los accionistas de Enel Américas el pasado 18 de diciembre de 2020.

Entre el 1 de enero de 2021 y hasta la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, no se tiene conocimiento de otros hechos de carácter financiero o de otra índole, que afecten en forma significativa la situación financiera y resultados presentados.

## ANEXO N°1 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

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

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	Unidad de Fomento	al 31.12.2020								Total
		Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	
<b>Activo Corriente</b>										
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	637	170.335	47	381.754	147.458	65.480	741.282	-	1.506.993
Otros activos financieros corrientes	-	116	95	-	4.047	-	65.287	160.734	-	230.279
Otros activos no financieros corrientes	-	16.730	2.177	36	27.088	62.864	40.572	411.220	99	560.786
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	1.587	22.201	81	330.871	165.342	306.606	2.408.247	-	3.234.935
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	3.271	547	3.566	716	2.480	29	36.341	-	46.950
Inventarios corrientes	-	-	1.035	987	102.781	53.015	40.892	272.723	-	471.433
Activos por impuestos corrientes	-	9.546	11.457	-	31	10.069	2.628	94.149	-	127.880
<b>Total Activo Corriente</b>	-	<b>31.887</b>	<b>207.847</b>	<b>4.717</b>	<b>847.288</b>	<b>441.228</b>	<b>521.494</b>	<b>4.124.696</b>	<b>99</b>	<b>6.179.256</b>
<b>Activo No Corriente</b>										
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	-	-	-	19.839	159.534	124	43.099	-	222.420
Activos por impuestos diferidos	-	-	192.057	-	11.277	253	28.746	762.049	-	994.382
<b>Total Activos No Corriente</b>	<b>24</b>	<b>3.057</b>	<b>436.359</b>	<b>-</b>	<b>4.410.428</b>	<b>2.566.756</b>	<b>1.930.506</b>	<b>11.407.172</b>	<b>-</b>	<b>20.754.302</b>
<b>Total Activos</b>	<b>24</b>	<b>34.944</b>	<b>644.206</b>	<b>4.717</b>	<b>5.257.716</b>	<b>3.007.984</b>	<b>2.452.000</b>	<b>15.531.868</b>	<b>99</b>	<b>26.933.558</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	Unidad de Fomento	al 31.12.2019								Total
		Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	
<b>Activo Corriente</b>										
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	142.875	672.694	83	185.424	188.655	49.848	699.418	-	1.938.997
Otros activos financieros corrientes	-	114	1.522	-	3.512	232	-	115.003	-	120.383
Otros activos no financieros corrientes	-	3.811	14.021	-	12.941	44.845	33.746	376.798	-	486.162
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	839	20.699	-	260.132	145.388	385.814	2.691.585	-	3.504.457
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	2.552	1.209	3.418	678	3.883	237	4.392	-	16.369
Inventarios corrientes	-	-	3.095	515	83.152	45.527	27.480	236.470	-	396.239
Activos por impuestos corrientes	-	9.146	-	-	120	4.752	18.115	75.188	-	107.321
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	11.326	-	-	-	-	11.326
<b>Total Activo Corriente</b>	-	<b>159.337</b>	<b>713.240</b>	<b>4.016</b>	<b>557.285</b>	<b>433.282</b>	<b>515.240</b>	<b>4.198.854</b>	-	<b>6.581.254</b>
<b>Activo No Corriente</b>										
Otros activos financieros no corrientes	-	-	3.139	-	171	-	70	3.046.431	-	3.049.811
Otros activos no financieros no corrientes	-	3.125	-	-	21.844	16.760	3.354	2.690.807	-	2.735.890
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	126	79.475	-	42.546	-	229.256	236.554	-	587.957
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	-	-	-	-	68	779	-	847
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	-	-	-	1.978	-	-	1.978
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	-	-	125.795	65.292	30.519	5.306.273	-	5.527.879
Plusvalía	-	-	524.511	-	5.835	-	4.665	638.032	-	1.173.043
Propiedades, Planta y Equipo	-	19	222	-	4.162.275	2.311.459	1.888.301	401.162	-	8.763.438
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	10.254	-	10.254
Activos por derecho de uso	-	-	19	-	11.988	168.355	18	75.419	-	255.799
Activos por impuestos diferidos	-	1.469	-	-	-	3	25.690	1.060.872	-	1.088.234
<b>Total Activos No Corriente</b>	-	<b>4.739</b>	<b>607.366</b>	<b>-</b>	<b>4.370.454</b>	<b>2.561.869</b>	<b>2.184.119</b>	<b>13.466.583</b>	<b>-</b>	<b>23.195.130</b>
<b>Total Activos</b>	-	<b>164.076</b>	<b>1.320.606</b>	<b>4.016</b>	<b>4.927.739</b>	<b>2.995.151</b>	<b>2.699.359</b>	<b>17.665.437</b>	<b>-</b>	<b>29.776.384</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

PASIVOS	al 31.12.2020									
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
<b>Pasivo Corriente</b>										
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
<b>Total Pasivo Corriente</b>	<b>7.122</b>	<b>214.342</b>	<b>1.225.854</b>	<b>249.082</b>	<b>1.115.255</b>	<b>483.522</b>	<b>629.432</b>	<b>3.352.485</b>	<b>128</b>	<b>7.277.222</b>
<b>Pasivo No Corriente</b>										
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
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
<b>Total Pasivo No Corriente</b>	<b>3.611</b>	<b>5.481</b>	<b>876.610</b>	<b>144.777</b>	<b>1.699.042</b>	<b>524.061</b>	<b>437.514</b>	<b>5.631.577</b>	<b>-</b>	<b>9.322.673</b>
<b>Total Pasivo</b>	<b>10.733</b>	<b>219.823</b>	<b>2.102.464</b>	<b>393.859</b>	<b>2.814.297</b>	<b>1.007.583</b>	<b>1.066.946</b>	<b>8.984.062</b>	<b>128</b>	<b>16.599.895</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

PASIVOS	al 31.12.2019									
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
<b>Pasivo Corriente</b>										
Otros pasivos financieros corrientes	6.227	1	594.317	-	169.525	45.579	84	592.674	-	1.408.407
Pasivos por arrendamientos corrientes	11	-	33.751	5	6.004	15.455	7	26.411	-	81.644
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	62.073	205.848	13.770	433.753	217.115	418.518	2.568.851	117	3.920.045
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	6.273	211.872	257.476	1.832	1.967	247	14.844	-	494.511
Otras provisiones corrientes	-	561	45.458	-	38.297	11.934	44.825	144.973	4	286.052
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	-	-	108.167	13.739	92.080	6.741	-	220.727
Otros pasivos no financieros corrientes	-	189	4.445	-	27.521	24.218	40.633	223.731	18	320.755
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificado:	-	-	-	-	3.791	-	-	-	-	3.791
<b>Total Pasivo Corriente</b>	<b>6.238</b>	<b>69.097</b>	<b>1.095.691</b>	<b>271.251</b>	<b>788.890</b>	<b>330.007</b>	<b>596.394</b>	<b>3.578.225</b>	<b>139</b>	<b>6.735.932</b>
<b>Pasivo No Corriente</b>										
Otros pasivos financieros no corrientes	9.766	-	1.106.962	-	1.404.407	400.395	-	1.860.303	-	4.781.833
Pasivos por arrendamientos no corrientes	8	-	18.317	-	6.190	25.300	7	58.803	-	108.625
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	7	-	997	10.868	152.240	2.171.885	-	2.335.997
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	-	49.659	54.775	23.710	848.183	-	976.327
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	-	-	51.332	254.591	311.503	26.428	-	643.854
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	2.979	-	-	129.507	6.245	14.178	1.683.453	-	1.836.362
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	3.563	-	6.318	24.676	54.162	22.549	-	111.268
<b>Total Pasivo No Corriente</b>	<b>9.774</b>	<b>2.979</b>	<b>1.128.849</b>	<b>-</b>	<b>1.648.410</b>	<b>776.850</b>	<b>555.800</b>	<b>6.671.604</b>	<b>-</b>	<b>10.794.266</b>
<b>Total Pasivo</b>	<b>16.012</b>	<b>72.076</b>	<b>2.224.540</b>	<b>271.251</b>	<b>2.437.300</b>	<b>1.106.857</b>	<b>1.152.194</b>	<b>10.249.829</b>	<b>139</b>	<b>17.530.198</b>

## ANEXO N°2 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012

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

### a) Estratificación de la cartera

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	al 31.12.2020					
	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)
<b>Total</b>	<b>2.342.338</b>	<b>555.004</b>	<b>92.337</b>	<b>245.256</b>	<b>3.234.935</b>	<b>578.524</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	al 31.12.2019					
	Cartera al día	Morosidad 1-90 días	Morosidad 91-180 días	Morosidad superior a 181 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar bruto	1.634.722	569.852	121.125	893.346	3.219.045	122.428
Provisión de deterioro	(6.115)	(18.035)	(25.674)	(592.763)	(642.587)	(22.552)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	1.024.368	-	-	-	1.024.368	494.790
Provisión de deterioro	(96.369)	-	-	-	(96.369)	(6.709)
<b>Total</b>	<b>2.556.606</b>	<b>551.817</b>	<b>95.451</b>	<b>300.583</b>	<b>3.504.457</b>	<b>587.957</b>



- Por tipo de cartera:

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
<b>Total</b>	<b>44.532.192</b>	<b>3.591.294</b>	<b>10.051.404</b>	<b>456.134</b>	<b>54.583.596</b>	<b>4.047.428</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tramos de Morosidad	al 31.12.2019					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto
Al día	10.442.984	1.570.017	2.243.270	187.133	12.686.254	1.757.150
Entre 1 y 30 días	10.554.688	367.028	274.004	19.590	10.828.692	386.618
Entre 31 y 60 días	2.891.196	113.544	168.392	11.307	3.059.588	124.851
Entre 61 y 90 días	1.646.411	47.895	145.445	10.488	1.791.856	58.383
Entre 91 y 120 días	1.298.837	36.572	147.648	10.110	1.446.485	46.682
Entre 121 y 150 días	1.071.803	29.595	126.358	8.851	1.198.161	38.446
Entre 151 y 180 días	1.178.308	28.208	116.975	7.789	1.295.283	35.997
Entre 181 y 210 días	844.830	53.458	109.466	7.522	954.296	60.980
Entre 211 y 250 días	586.763	38.692	115.965	7.463	702.728	46.155
Superior a 251 días	12.673.241	702.719	1.560.492	83.492	14.233.733	786.211
<b>Total</b>	<b>43.189.061</b>	<b>2.987.728</b>	<b>5.008.015</b>	<b>353.745</b>	<b>48.197.076</b>	<b>3.341.473</b>

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cartera protestada y en cobranza judicial	2020		2019	
	Número de Clientes	Monto	Número de Clientes	Monto
Documentos por cobrar protestados	1.218.370	252.488	608.351	90.500
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	13.661	54.986	10.027	44.603
<b>Total</b>	<b>1.232.031</b>	<b>307.474</b>	<b>618.378</b>	<b>135.103</b>

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

c) Provisiones y castigos.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Provisiones y Castigos	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Provisión cartera no repactada	204.419	107.628
Provisión cartera repactada	38.529	52.617
Recuperos del período	(576)	(995)
<b>Total</b>	<b>242.372</b>	<b>159.250</b>

d) Número y monto de operaciones.

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Número y monto operaciones	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
	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
<b>Provisión deterioro y recuperos:</b>				
Número de operaciones	377.287	3.800.417	1.261.020	3.887.467
Monto de las operaciones	49.648	242.372	60.327	159.250

## ANEXO N°2.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES

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

### a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

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
<b>Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión</b>	<b>570.481</b>	<b>20.280</b>	<b>886</b>	<b>43.848</b>	<b>49</b>	<b>1</b>	<b>79</b>	<b>2.325</b>	<b>288</b>	<b>3.042</b>	<b>2.665</b>	<b>643.944</b>	<b>29.555</b>
-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
<b>Cuentas comerciales por cobrar Distribución</b>	<b>1.565.241</b>	<b>319.164</b>	<b>123.248</b>	<b>73.214</b>	<b>45.643</b>	<b>42.813</b>	<b>35.677</b>	<b>62.082</b>	<b>30.510</b>	<b>91.245</b>	<b>660.271</b>	<b>3.049.108</b>	<b>324.821</b>
-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
<b>Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos</b>	<b>2.135.722</b>	<b>339.444</b>	<b>124.134</b>	<b>117.062</b>	<b>45.692</b>	<b>42.814</b>	<b>35.756</b>	<b>64.407</b>	<b>30.798</b>	<b>94.287</b>	<b>662.936</b>	<b>3.693.052</b>	<b>354.376</b>
<b>Total Provisión Deterioro</b>	<b>(19.775)</b>	<b>(4.191)</b>	<b>(10.916)</b>	<b>(10.529)</b>	<b>(9.644)</b>	<b>(13.056)</b>	<b>(9.225)</b>	<b>(40.980)</b>	<b>(18.550)</b>	<b>(54.183)</b>	<b>(493.459)</b>	<b>(684.508)</b>	<b>(65.015)</b>
<b>Total Cuentas comerciales por cobrar Netos</b>	<b>2.115.947</b>	<b>335.253</b>	<b>113.218</b>	<b>106.533</b>	<b>36.048</b>	<b>29.758</b>	<b>26.531</b>	<b>23.427</b>	<b>12.248</b>	<b>40.104</b>	<b>169.477</b>	<b>3.008.544</b>	<b>289.361</b>

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 31.12.2019											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		
<b>Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión</b>	<b>343.351</b>	<b>17.089</b>	<b>8.196</b>	<b>184</b>	<b>856</b>	<b>32</b>	<b>47</b>	<b>89</b>	<b>629</b>	<b>6.354</b>	<b>44.283</b>	<b>421.110</b>	<b>90</b>
-Grandes Clientes	88.188	16.659	7.975	30	42	28	42	-	2	2.973	5	115.944	9
-Clientes Institucionales	138.566	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	138.566	-
-Otros	116.597	430	221	154	814	4	5	89	627	3.381	44.278	166.600	81
Provisión Deterioro	5.124	(16)	(178)	(30)	(42)	(28)	(39)	-	(2)	(2.973)	(11.586)	(9.770)	-
Servicios no facturados	212.248	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	212.248	-
Servicios facturados	131.103	17.089	8.196	184	856	32	47	89	629	6.354	44.283	208.862	90
<b>Cuentas comerciales por cobrar Distribución</b>	<b>1.291.371</b>	<b>369.529</b>	<b>116.655</b>	<b>58.199</b>	<b>45.826</b>	<b>38.414</b>	<b>35.950</b>	<b>60.891</b>	<b>45.526</b>	<b>97.339</b>	<b>638.235</b>	<b>2.797.935</b>	<b>122.338</b>
-Clientes Masivos	721.018	258.671	87.270	39.214	31.694	25.209	25.146	47.492	31.098	63.599	451.530	1.781.941	34.580
-Grandes Clientes	415.100	76.194	16.643	8.992	7.701	5.947	4.194	7.462	5.329	18.712	118.248	684.522	15.956
-Clientes Institucionales	155.253	34.664	12.742	9.993	6.431	7.258	6.610	5.937	9.099	15.028	68.457	331.472	71.802
Provisión Deterioro	(11.239)	(3.769)	(7.136)	(6.906)	(7.310)	(8.266)	(9.989)	(40.989)	(25.358)	(54.280)	(457.575)	(632.817)	(22.552)
Servicios no facturados	554.064	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	554.064	-
Servicios facturados	737.307	369.529	116.655	58.199	45.826	38.414	35.950	60.891	45.526	97.339	638.235	2.243.871	122.338
<b>Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos</b>	<b>1.634.722</b>	<b>386.618</b>	<b>124.851</b>	<b>58.383</b>	<b>46.682</b>	<b>38.446</b>	<b>35.997</b>	<b>60.980</b>	<b>46.155</b>	<b>103.693</b>	<b>682.518</b>	<b>3.219.045</b>	<b>122.428</b>
<b>Total Provisión Deterioro</b>	<b>(6.115)</b>	<b>(3.785)</b>	<b>(7.314)</b>	<b>(6.936)</b>	<b>(7.352)</b>	<b>(8.294)</b>	<b>(10.028)</b>	<b>(40.989)</b>	<b>(25.360)</b>	<b>(57.253)</b>	<b>(469.161)</b>	<b>(642.587)</b>	<b>(22.552)</b>
<b>Total Cuentas comerciales por cobrar Netos</b>	<b>1.628.607</b>	<b>382.833</b>	<b>117.537</b>	<b>51.447</b>	<b>39.330</b>	<b>30.152</b>	<b>25.969</b>	<b>19.991</b>	<b>20.795</b>	<b>46.440</b>	<b>213.357</b>	<b>2.576.458</b>	<b>99.876</b>

- Por tipo de cartera:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tipos de Cartera	al 31.12.2020												Total Corriente	Total No Corriente
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días			
<b>GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN</b>														
<b>Cartera no repactada</b>	<b>570.481</b>	<b>20.280</b>	<b>886</b>	<b>43.848</b>	<b>49</b>	<b>1</b>	<b>79</b>	<b>2.325</b>	<b>288</b>	<b>5.707</b>	<b>-</b>	<b>643.944</b>	<b>628</b>	
-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	
<b>Cartera repactada</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>28.927</b>	
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28.927	
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>DISTRIBUCIÓN</b>														
<b>Cartera no repactada</b>	<b>1.444.504</b>	<b>294.453</b>	<b>107.658</b>	<b>62.900</b>	<b>35.884</b>	<b>33.666</b>	<b>27.360</b>	<b>55.695</b>	<b>23.619</b>	<b>664.696</b>	<b>-</b>	<b>2.750.435</b>	<b>196.287</b>	
-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	
<b>Cartera repactada</b>	<b>120.737</b>	<b>24.711</b>	<b>15.590</b>	<b>10.314</b>	<b>9.759</b>	<b>9.147</b>	<b>8.317</b>	<b>6.387</b>	<b>6.891</b>	<b>86.820</b>	<b>-</b>	<b>298.673</b>	<b>128.534</b>	
-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	
<b>Total cartera bruta</b>	<b>2.135.722</b>	<b>339.444</b>	<b>124.134</b>	<b>117.062</b>	<b>45.692</b>	<b>42.814</b>	<b>35.756</b>	<b>64.407</b>	<b>30.798</b>	<b>757.223</b>	<b>-</b>	<b>3.693.052</b>	<b>354.376</b>	

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tipos de Cartera	al 31.12.2019												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			
<b>GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN</b>														
<b>Cartera no repactada</b>	<b>291.263</b>	<b>17.089</b>	<b>8.196</b>	<b>184</b>	<b>856</b>	<b>32</b>	<b>47</b>	<b>89</b>	<b>629</b>	<b>50.592</b>	<b>-</b>	<b>368.977</b>	<b>82</b>	
-Grandes Clientes	88.188	16.659	7.975	30	42	28	41	-	2	2.978	-	115.943	-	
-Clientes Institucionales	96.283	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	96.283	-	
-Otros	106.792	430	221	154	814	4	6	89	627	47.614	-	156.751	82	
<b>Cartera repactada</b>	<b>52.088</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>45</b>	<b>-</b>	<b>52.133</b>	<b>8</b>	
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	
-Clientes Institucionales	42.283	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42.283	-	
-Otros	9.805	-	-	-	-	-	-	-	-	45	-	9.850	-	
<b>DISTRIBUCIÓN</b>														
<b>Cartera no repactada</b>	<b>1.216.141</b>	<b>349.939</b>	<b>105.348</b>	<b>47.711</b>	<b>35.716</b>	<b>29.563</b>	<b>28.161</b>	<b>53.369</b>	<b>38.063</b>	<b>652.127</b>	<b>-</b>	<b>2.556.138</b>	<b>62.531</b>	
-Clientes Masivos	676.406	244.837	78.862	32.485	25.178	19.480	19.818	42.643	26.041	460.446	-	1.626.196	9.309	
-Grandes Clientes	402.342	73.848	15.150	7.146	5.982	4.874	3.200	6.532	4.586	124.871	-	648.531	8.111	
-Clientes Institucionales	137.393	31.254	11.336	8.080	4.556	5.209	5.143	4.194	7.436	66.810	-	281.411	45.111	
<b>Cartera repactada</b>	<b>75.230</b>	<b>19.590</b>	<b>11.307</b>	<b>10.488</b>	<b>10.110</b>	<b>8.851</b>	<b>7.789</b>	<b>7.522</b>	<b>7.463</b>	<b>83.447</b>	<b>-</b>	<b>241.797</b>	<b>59.807</b>	
-Clientes Masivos	44.612	13.834	8.409	6.730	6.516	5.730	5.328	4.849	5.055	54.682	-	155.745	25.271	
-Grandes Clientes	12.758	2.346	1.492	1.845	1.719	1.072	994	930	744	12.089	-	35.989	7.845	
-Clientes Institucionales	17.860	3.410	1.406	1.913	1.875	2.049	1.467	1.743	1.664	16.676	-	50.063	26.691	
<b>Total cartera bruta</b>	<b>1.634.722</b>	<b>386.618</b>	<b>124.851</b>	<b>58.383</b>	<b>46.682</b>	<b>38.446</b>	<b>35.997</b>	<b>60.980</b>	<b>46.155</b>	<b>786.211</b>	<b>-</b>	<b>3.219.045</b>	<b>122.428</b>	



## ANEXO N°2.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

País	COLOMBIA				PERU				ARGENTINA				BRASIL				TOTAL				
	al 31.12.2020		al 31.12.2019		al 31.12.2020		al 31.12.2019		al 31.12.2020		al 31.12.2019		al 31.12.2020		al 31.12.2019		al 31.12.2020		al 31.12.2019		
	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	2.452	15	32.823	19	2.452	15
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	61.067	-	131.740	8.820	61.975	12.240	62.526	12.538	68.720	-	110.830	-	779.510	3.952	475.319	6.531	971.272	16.192	780.415	27.889	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	78.187	11.961	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	78.187	11.961	-	-	
<b>Total Activo Estimado</b>	<b>139.254</b>	<b>11.961</b>	<b>131.740</b>	<b>8.820</b>	<b>61.975</b>	<b>12.240</b>	<b>62.526</b>	<b>12.538</b>	<b>68.720</b>	<b>-</b>	<b>110.830</b>	<b>-</b>	<b>812.333</b>	<b>3.971</b>	<b>477.771</b>	<b>6.546</b>	<b>1.082.282</b>	<b>28.172</b>	<b>782.867</b>	<b>27.904</b>	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	677	-	763	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33.420	-	12.957	519	34.097	-	13.720	519	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	30.139	12.246	43.633	13.176	52.233	9.763	37.502	11.837	38.689	-	55.194	-	1.120.722	59.673	697.292	159.478	1.241.783	81.682	833.621	184.491	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Total Pasivo Estimado</b>	<b>30.816</b>	<b>12.246</b>	<b>44.396</b>	<b>13.176</b>	<b>52.233</b>	<b>9.763</b>	<b>37.502</b>	<b>11.837</b>	<b>38.689</b>	<b>-</b>	<b>55.194</b>	<b>-</b>	<b>1.154.142</b>	<b>59.673</b>	<b>710.249</b>	<b>159.997</b>	<b>1.275.880</b>	<b>81.682</b>	<b>847.341</b>	<b>185.010</b>	

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

País	COLOMBIA				PERU				ARGENTINA				BRASIL				TOTAL				
	2020		2019		2020		2019		2020		2019		2020		2019		2020		2019		
	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	129.017	11.081	131.876	8.830	64.115	12.663	62.137	12.459	68.154	-	121.961	-	817.439	4.193	487.525	6.814	1.078.725	27.937	803.499	28.103	
Compras de Energía	28.552	11.345	44.440	13.189	54.038	10.100	37.269	11.763	38.686	-	55.194	-	1.167.098	60.048	727.249	163.126	1.288.374	81.493	864.152	186.078	

### ANEXO N°3 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Proveedores con pagos al día	al 31.12.2020				al 31.12.2019			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	104.782	469.913	1.321.209	<b>1.895.904</b>	181.353	424.827	1.108.119	<b>1.714.299</b>
Entre 31 y 60 días	52.007	233.753	96.755	<b>382.515</b>	51.522	167.440	83.664	<b>302.626</b>
Entre 61 y 90 días	3.877	30.449	15.620	<b>49.946</b>	6.192	24.320	3.071	<b>33.583</b>
Entre 91 y 120 días	373	23.619	124.617	<b>148.609</b>	1.088	10.437	3.375	<b>14.900</b>
Entre 121 y 365 días	6.462	16.912	19.770	<b>43.144</b>	10.394	5.528	98.859	<b>114.781</b>
Más de 365 días	-	3.075	111.587	<b>114.662</b>	-	4.318	167.190	<b>171.508</b>
<b>Total</b>	<b>167.501</b>	<b>777.721</b>	<b>1.689.558</b>	<b>2.634.780</b>	<b>250.549</b>	<b>636.870</b>	<b>1.464.278</b>	<b>2.351.697</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Proveedores con plazos vencidos	al 31.12.2020				al 31.12.2019			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	908	24.552	17.040	<b>42.500</b>	2.209	70.595	-	<b>72.804</b>
Entre 31 y 60 días	-	-	16.401	<b>16.401</b>	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	18.485	<b>18.485</b>	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	39.312	<b>39.312</b>	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	152.921	<b>152.921</b>	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	-	-	-	272	-	<b>272</b>
<b>Total</b>	<b>908</b>	<b>24.552</b>	<b>244.159</b>	<b>269.619</b>	<b>2.209</b>	<b>70.867</b>	<b>-</b>	<b>73.076</b>

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Detalle de Proveedores	al 31.12.2020				al 31.12.2019			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Proveedores por compra de energía	60.184	56.933	1.627.935	<b>1.745.052</b>	92.284	59.014	1.253.815	<b>1.405.113</b>
Proveedores por compra de combustibles y gas	17.410	7.211	-	<b>24.621</b>	19.102	7.834	-	<b>26.936</b>
Compra de Activos	12.693	34.671	12.958	<b>60.322</b>	16.670	381	10.868	<b>27.919</b>
Cuentas por pagar bienes y servicios	78.122	703.458	292.824	<b>1.074.404</b>	124.702	640.508	199.595	<b>964.805</b>
<b>Total</b>	<b>168.409</b>	<b>802.273</b>	<b>1.933.717</b>	<b>2.904.399</b>	<b>252.758</b>	<b>707.737</b>	<b>1.464.278</b>	<b>2.424.773</b>