



6

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

- **La utilidad neta atribuible a los accionistas de la sociedad matriz se sitúa en 2610 millones de euros, un 20 % más que en 2019**
El crecimiento refleja una mejor gestión financiera y una disminución de las pérdidas por deterioro del valor.
- **Transición energética**
El Grupo continuó con el proceso de transición energética reconociendo pérdidas adicionales por deterioro del valor de sus centrales eléctricas de carbón y provisiones para los planes de reestructuración en materia de descarbonización y digitalización.

- **Impacto del cambio climático**
En sus procesos de valoración, el Grupo ha tomado en cuenta los impactos a largo plazo del cambio climático.

Impacto de la pandemia de la COVID-19

En las notas a los estados financieros consolidados se analizan los impactos de la pandemia de la COVID-19.



ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Estado de resultados

Millones de euros	Notas	2020		2019	
			con partes relacionadas		con partes relacionadas
Ingresos					
Ingresos por ventas y servicios	9.a	62 623	4038	77 366	4804
Otros ingresos	9.b	2362	10	2961	16
	[Subtotal]	64 985		80 327	
Costos					
Electricidad, gas y combustible ⁽¹⁾	10.a	25 049	5385	38 082	7189
Servicios y otros materiales ⁽¹⁾	10.b	18 298	2958	18 836	2617
Gastos de personal	10.c	4793		4634	
Pérdidas netas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros	10.d	1285		1144	
Depreciación, amortización y otras pérdidas por deterioro	10.e	7163		9682	
Otros costos de operación ⁽¹⁾	10.f	2202	202	2693	235
Costos capitalizados	10.g	(2385)		(2355)	
	[Subtotal]	56 405		72 716	
Gasto neto de derivados de commodities	11	(212)	1	(733)	11
Utilidad operativa		8368		6878	
Ingresos financieros por derivados	12	1315		1484	
Otros ingresos financieros	13	2763	62	1637	88
Gastos financieros por derivados	12	2256		1142	
Otros gastos financieros	13	4485	71	4518	46
Ingresos netos por hiperinflación		57		95	
Participación en los ingresos/(pérdidas) de las inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	(299)		(122)	
Utilidad antes de impuestos		5463		4312	
Impuestos a las ganancias	15	1841		836	
Utilidad de operaciones continuadas		3622		3476	
Utilidad/(Pérdidas) de operaciones discontinuadas		-		-	
Utilidad del ejercicio (propietarios de la Sociedad Matriz)		3622		3476	
Atribuible a los propietarios de la Sociedad Matriz		2610		2174	
Atribuible a las participaciones no controladoras		1012		1302	
<i>Ganancias/(pérdidas) básicas por acción atribuibles a los propietarios de la Sociedad Matriz (euros)</i>		<i>0,26</i>		<i>0,21</i>	
<i>Ganancias/(pérdidas) diluidas por acción atribuibles a los propietarios de la Sociedad Matriz (euros)</i>		<i>0,26</i>		<i>0,21</i>	
<i>Ganancias/(pérdidas) básicas por acción de las operaciones continuadas atribuibles a los propietarios de la Sociedad Matriz (euros)</i>		<i>0,26</i>		<i>0,21</i>	
<i>Ganancias/(pérdidas) diluidas por acción de las operaciones continuadas atribuibles a los propietarios de la Sociedad Matriz (euros)</i>		<i>0,26</i>		<i>0,21</i>	

(1) Las cifras de 2019 se han ajustado para tomar en cuenta la reclasificación del resultado de la medición de los contratos de compra de *commodities* con entrega física (NIIF 9) de «Otros costos de operación» a «Electricidad, gas y combustible» y «Servicios y otros materiales».

Estado de resultados integrales

Millones de euros	Notas	2020	2019
Utilidad del ejercicio		3622	3476
Otros ingresos/(gastos) integrales que pueden reclasificarse posteriormente en el resultado (neto de impuestos)			
Parte efectiva de cambios en el valor razonable de las coberturas de flujos de efectivo		(268)	39
Cambios en el valor razonable de los costos de cobertura		(99)	120
Participación en los otros gastos integrales de las inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación		(9)	(57)
Cambios en el valor razonable de los activos financieros en FVOCI		(1)	5
Cambios en la reserva de conversión		(4510)	(481)
Otros ingresos/(gastos) integrales que pueden reclasificarse posteriormente en el resultado (neto de impuestos)			
Revalorización de los activos por beneficios a los empleados		(353)	(502)
Cambios en el valor razonable de las participaciones en el capital de otras empresas		(21)	-
Total otros gastos integrales del ejercicio	35	(5261)	(876)
Ingresos/(gastos) integrales del ejercicio		(1639)	2600
Atribuible a:			
- propietarios de la Sociedad Matriz		(1028)	1745
- participaciones no controladoras		(611)	855

Estado de situación financiera

Millones de euros	Notas	al 31 de diciembre de 2020		al 31 de diciembre de 2019	
ACTIVO			con partes relacionadas		con partes relacionadas
Activo no corriente					
Propiedades, planta y equipo	17	78 718		79 809	
Propiedades de inversión	20	103		112	
Activos intangibles	21	17 668		19 089	
Plusvalía	22	13 779		14 241	
Activos por impuestos diferidos	23	8 578		9 112	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	24	861		1 682	
Activos financieros no corrientes por derivados	25	1 236	21	1 383	15
Activos del contrato no corriente	26	304		487	
Otros activos financieros no corrientes	27	5 159	1,144	6 006	
Otros activos no corrientes	29	2 494		2 701	
	[Total]	128 900		134 622	
Activo corriente					
Inventarios	31	2 401		2 531	
Cuentas por cobrar comerciales	32	12 046	863	13 083	896
Activos del contrato corrientes	26	176		166	
Activos por impuestos		446		409	
Activos financieros corrientes por derivados	25	3 471		4 065	8
Otros activos financieros corrientes	28	5 113	190	4 305	27
Otros activos corrientes	30	3 578	164	3 115	183
Efectivo y equivalentes de efectivo	33	5 906		9 029	
	[Total]	33 137		36 703	
Activos clasificados como mantenidos para la venta	34	1 416		101	
TOTAL ACTIVO		163 453		171 426	

Millones de euros		Notas			
PASIVO Y PATRIMONIO		al 31 de diciembre de 2020		al 31 de diciembre de 2019	
		<i>con partes relacionadas</i>		<i>con partes relacionadas</i>	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la Sociedad Matriz					
Capital social		10 167		10 167	
Reserva de acciones propias en cartera		(3)		(1)	
Otras reservas		(39)		1130	
Utilidades acumuladas		18 200		19 081	
	<i>[Total]</i>	28 325		30 377	
Participaciones no controladoras		14 032		16 561	
Total patrimonio	35	42 357		46 938	
Pasivo no corriente					
Préstamos a largo plazo	36	49 519	984	54 174	715
Beneficios a los empleados	37	2964		3771	
Provisiones para riesgos y gastos (parte no corriente)	38	5774		5324	
Pasivos por impuestos diferidos	23	7797		8314	
Pasivos financieros no corrientes por derivados	25	3606		2407	
Pasivos del contrato no corriente	26	6191	161	6301	151
Otros pasivos no corrientes	39	3458		3706	
	<i>[Total]</i>	79 309		83 997	
Pasivo corriente					
Préstamos a corto plazo	36	6345		3917	
Parte corriente de los préstamos a largo plazo	36	3168	108	3409	89
Provisiones para riesgos y gastos (parte corriente)	38	1057		1196	
Cuentas por pagar comerciales	41	12 859	2205	12 960	2291
Pasivos por impuesto a las ganancias		471		209	
Pasivos financieros corrientes por derivados	25	3531		3554	8
Pasivos del contrato corrientes	26	1275	16	1328	39
Otros pasivos financieros corrientes	42	622		754	
Otros pasivos corrientes	40	11 651	37	13 161	30
	<i>[Total]</i>	40 979		40 488	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	34	808		3	
Total pasivo		121 096		124 488	
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO		163 453		171 426	

Estado de cambios en el patrimonio neto (nota 35)

Capital social y reservas atribuibles a los propietarios de la Sociedad Matriz									
Millones de euros	Capital social	Reserva de prima de emisión	Reserva de acciones propias en cartera	Reserva para instrumentos de patrimonio - Bonos perpetuos híbridos	Reserva legal	Otras reservas	Reserva de conversión	Reserva de cobertura	Reserva de costos de cobertura
Al 31 de diciembre de 2018	10 167	7489	-	-	2034	2262	(3317)	(1745)	(258)
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compra de acciones propias en cartera	-	(9)	(1)	-	-	-	-	-	-
Reclasificaciones	-	7	-	-	-	-	-	-	-
Reexpresión monetaria (NIC 29)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transacciones con participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambio en el ámbito de consolidación	-	-	-	-	-	-	(220)	41	-
Resultado integral del ejercicio	-	-	-	-	-	-	(265)	94	111
correspondientes a:									
- otros gastos integrales	-	-	-	-	-	-	(265)	94	111
- utilidad/(pérdida) del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 de diciembre de 2019	10 167	7487	(1)	-	2034	2262	(3802)	(1610)	(147)
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compra de acciones propias en cartera	-	(11)	(2)	-	-	-	-	-	-
Instrumentos de patrimonio - bonos perpetuos híbridos	-	-	-	2386	-	-	-	-	-
Reserva para pagos basados en acciones (bonificación LTI)	-	-	-	-	-	6	-	-	-
Reclasificación por reducción de planes de beneficios definidos (NIC 19) tras la firma del V Convenio Colectivo de Endesa	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reclasificaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reexpresión monetaria (NIC 29)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transacciones con participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	(257)	(13)	-

Gasto integral del ejercicio	-	-	-	-	-	-	(2987)	(294)	(95)
correspondientes a:									
- otros gastos integrales	-	-	-	-	-	-	(2987)	(294)	(95)
- utilidad del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 de diciembre de 2020	10 167	7476	(3)	2386	2034	2268	(7046)	(1917)	(242)

Reserva de la medición de instrumentos financieros en FVOCI	Reserva de inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Reserva actuarial	Reserva por disposición de participaciones sin pérdida de control	Reserva de adquisiciones de participaciones no controladas	Utilidades acumuladas	Capital atribuible a propietarios de la Sociedad Matriz	Participaciones no controladoras	Total patrimonio
16	(63)	(714)	(2381)	(1623)	19 853	31 720	16 132	47 852
-	-	-	-	-	(3050)	(3050)	(1190)	(4240)
-	-	-	-	-	-	(10)	-	(10)
-	-	-	-	(7)	-	-	-	-
-	-	-	-	-	104	104	170	274
-	-	-	-	61	-	61	593	654
-	-	(11)	-	(3)	-	(193)	1	(192)
5	(56)	(318)	-	-	2174	1745	855	2600
5	(56)	(318)	-	-	-	(429)	(447)	(876)
-	-	-	-	-	2174	2174	1302	3476
21	(119)	(1043)	(2381)	(1572)	19 081	30 377	16 561	46 938
-	-	-	-	-	(3487)	(3487)	(1356)	(4843)
-	-	-	-	-	-	(13)	-	(13)
-	-	-	-	-	-	2386	-	2386
-	-	-	-	-	-	6	-	6
-	-	106	-	-	(106)	-	-	-
-	-	-	-	-	(1)	(1)	-	(1)
-	-	-	-	-	105	105	147	252
-	-	(28)	-	280	(2)	(20)	(709)	(729)
(22)	(9)	(231)	-	-	2610	(1028)	(611)	(1639)
(22)	(9)	(231)	-	-	-	(3638)	(1623)	(5261)
-	-	-	-	-	2610	2610	1012	3622
(1)	(128)	(1196)	(2381)	(1292)	18 200	28 325	14 032	42 357

Estado de flujos de efectivo

Millones de euros	Notas	2020		2019	
		con partes relacionadas		con partes relacionadas	
Utilidad antes de impuestos		5463		4312	
Ajustes para:					
Pérdidas netas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros	10.d	1285		1144	
Depreciación, amortización y otras pérdidas por deterioro	10.e	7163		9682	
Gasto financiero neto	12-13	2606		2443	
Ganancias netas de inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	299		123	
Cambios en el capital de trabajo neto:		(1567)		(273)	
- inventarios	31	(8)		318	
- cuentas por cobrar comerciales	32	(1350)	33	(877)	189
- cuentas por pagar comerciales	41	698	(86)	(51)	(633)
- otros activos del contrato	26	(15)		(31)	
- otros pasivos del contrato	26	(142)		154	
- otros activos/pasivos		(750)	34	214	18
Devengados de provisiones		834		515	
Utilización de provisiones		(1202)		(1838)	
Ingresos financieros y otros ingresos financieros cobrados	12-13	1705	62	1582	88
Gastos financieros y otros gastos financieros pagados	12-13	(3690)	(71)	(4235)	(46)
(Ingresos)/gastos netos por medición de <i>commodities</i>		188		(86)	
Impuestos a las ganancias pagados	15	(1575)		(1850)	
Ganancias de capital netas		(1)		(268)	
Flujos de efectivo de las actividades de operación (A)		11 508		11 251	
Inversiones en propiedades, planta y equipo	17-20	(8330)		(8236)	
Inversiones en activos intangibles	21	(1218)		(1023)	
Inversiones en activos del contrato no corrientes		(649)		(692)	
Inversiones en entidades (o unidades de negocio) menos efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	7	(33)		(320)	
Disposiciones de entidades (o unidades de negocio) menos efectivo y equivalentes de efectivo vendidos	7	154		688	
(Aumento)/Disminución de otras actividades de inversión		(41)		468	
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión (B)		(10 117)		(9115)	
Nuevos préstamos a largo plazo	44,3	3924		8899	
Reembolso de préstamos	44,3	(1950)	(104)	(5511)	(89)
Otros cambios en la deuda financiera neta		(712)	(176)	355	
Pagos por adquisición de inversiones de capital sin cambio de control y otras transacciones con participaciones no controladoras		(1067)		530	
Emisiones/(rescates) de bonos híbridos		588		-	
Compra de acciones propias en cartera		(13)		(10)	
Dividendos y dividendos a cuenta pagados		(4742)		(3957)	
Flujos de efectivo procedentes de/(utilizados en) actividades de financiación (C)		(3972)		306	
Impacto de las fluctuaciones de los tipos de cambio en el efectivo y los equivalentes de efectivo (D)		(497)		(76)	
Aumento/(Disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo (A+B+C+D)		(3078)		2366	
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del ejercicio ⁽¹⁾		9080		6714	
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del ejercicio ⁽²⁾		6002		9080	

- (1) De los cuales, efectivo y equivalentes de efectivo equivalen a 9029 millones de euros al 1 de enero de 2020 (6630 millones de euros al 1 de enero de 2019), títulos valores a corto plazo equivalen a 51 millones de euros al 1 de enero de 2020 (63 millones de euros al 1 de enero de 2019) y efectivo y equivalentes de efectivo correspondientes a «Activos mantenidos para la venta» por un importe de 21 millones de euros al 1 de enero de 2019.
- (2) De los cuales, efectivo y equivalentes de efectivo equivalen a 5906 millones de euros al 31 de diciembre de 2020 (9029 millones al 31 de diciembre de 2019), títulos valores a corto plazo equivalen a 67 millones de euros al 31 de diciembre de 2020 (51 millones al 31 de diciembre de 2019) y efectivo y equivalentes de efectivo correspondientes a «Activos mantenidos para la venta» por un importe de 29 millones de euros al 31 de diciembre de 2020.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Base de presentación

1. Forma y contenido de los estados financieros consolidados

Enel SpA tiene su domicilio social en Viale Regina Margherita 137, Roma, Italia, y desde 1999 cotiza en la bolsa de valores de Milán.

No hubo cambios en el nombre de la empresa en 2020.

Enel es una empresa multinacional de energía y uno de los principales operadores integrados del mundo en las industrias de la electricidad y del gas, con un enfoque especial en Europa y América Latina. Los estados financieros consolidados por el año terminado el 31 de diciembre de 2020 comprenden los estados financieros de Enel SpA, sus subsidiarias y las participaciones del Grupo en asociadas y negocios conjuntos (*joint ventures*), así como la participación del Grupo en los activos, pasivos, costos e ingresos de las operaciones conjuntas («el Grupo»).

Se adjunta una lista de las subsidiarias, asociadas, operaciones conjuntas y negocios conjuntos incluidos en el ámbito de la consolidación.

Estos estados financieros consolidados fueron aprobados y autorizados para su publicación por el Directorio el 18 de marzo de 2021.

Estos estados financieros consolidados han sido auditados por KPMG SpA.

Base de la presentación

Los estados financieros consolidados por el año terminado el 31 de diciembre de 2020 han sido elaborados de acuerdo con las normas internacionales de contabilidad (*Normas Internacionales de Contabilidad - NIC* y *Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF*) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB), las interpretaciones del Comité de Interpretaciones de las NIIF (CINIIF) y del Comité Permanente de Interpretaciones (CPI), reconocidas en la Unión Europea de

conformidad con el Reglamento (CE) n.º 1606/2002 y en vigor al cierre del ejercicio. Todas estas normas e interpretaciones se denominan en lo sucesivo «NIIF-UE». Los estados financieros consolidados también han sido elaborados

de conformidad con las medidas adoptadas en aplicación del artículo 9, inciso 3, del Decreto Legislativo 38 del 28 de febrero de 2005.

Los estados financieros consolidados constan del estado de resultados, el estado de resultados integrales, el estado de situación financiera, el estado de cambios en el patrimonio neto y el estado de flujos de efectivo, así como de las notas correspondientes.

Los activos y pasivos reconocidos en el estado de situación financiera se clasifican según el criterio «corriente/no corriente», con la presentación por separado de los activos mantenidos para la venta y los pasivos incluidos en los grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta. Los activos corrientes, que incluyen el efectivo y los equivalentes de efectivo, son activos que están destinados a ser realizados, vendidos o consumidos durante el ciclo normal de funcionamiento del Grupo; los pasivos corrientes son pasivos que se espera liquidar durante el ciclo normal de funcionamiento del Grupo. El estado de resultados clasifica los costos en función de su naturaleza, con la presentación por separado de la utilidad/(pérdida) de operaciones continuadas y de la utilidad/(pérdida) de operaciones discontinuadas atribuibles a los propietarios de la Sociedad Matriz y a las participaciones no controladoras.

El estado de flujos de efectivo consolidado se elabora según el método indirecto, con la presentación por separado de los flujos de efectivo de las actividades de operación, inversión y financiación asociadas a las operaciones discontinuadas.

En particular, si bien el Grupo no se aparta de las disposiciones de la NIC 7 en la clasificación de las partidas:

Los flujos de efectivo de las actividades de operación informan sobre los flujos de efectivo de las operaciones principales, los intereses de los préstamos concedidos y obtenidos, y los dividendos recibidos de las asociadas o negocios conjuntos;

Las actividades de inversión comprenden las inversiones en propiedades, planta y equipo, así como activos intangibles y las disposiciones de dichos activos y activos de los contratos relacionados con los acuerdos de concesión de servicios. Asimismo, incluyen los efectos de las combinaciones de negocios en las que el Grupo adquiere o pierde el control de empresas, así como otras inversiones menores;

Los flujos de efectivo de las actividades de financiación incluyen los flujos de efectivo

generados por las transacciones de gestión de pasivos y los arrendamientos, los dividendos y los dividendos a cuenta pagados a los propietarios de la Sociedad Matriz y a las participaciones no controladoras, así como los efectos de las transacciones con participaciones no controladoras que no modifican la situación de control de las sociedades involucradas;

Se utiliza una partida separada para informar sobre el impacto de los tipos de cambio en el efectivo y los equivalentes de efectivo y su impacto en resultados se elimina por completo para neutralizar el efecto en los flujos de efectivo de las actividades de operación.

Para mayor información sobre los flujos de efectivo según el estado de flujos de efectivo, véase la nota sobre «Flujos de efectivo» en el Informe de Operaciones.

Los estados financieros consolidados se han elaborado según el principio de negocio en marcha, utilizando el método del costo, a

excepción de las partidas medidas a su valor razonable de acuerdo con las NIIF, tal y como se explica en los criterios de medición aplicados a cada partida individual, y de los activos no corrientes y grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta, que se miden al menor valor entre su importe en libros y su valor razonable menos los costos de venta.

Los estados financieros consolidados se presentan en euros, la moneda funcional de la Sociedad Matriz, Enel SpA. Todas las cifras se muestran en millones de euros, salvo que se indique lo contrario. El estado de resultados consolidado, el estado de situación financiera y el estado de flujos de efectivo consolidado presentan información sobre las transacciones con partes relacionadas, cuya definición figura en la nota 2.2 «Políticas contables significativas».

Los estados financieros consolidados brindan información comparativa con respecto al año anterior.

2. Políticas contables

2.1 Uso de estimaciones y criterios de la gerencia

La elaboración de los estados financieros consolidados con arreglo a las NIIF-UE requiere que la gerencia tome decisiones y realice estimaciones e hipótesis que pueden afectar el importe en libros de los ingresos, los costos, los activos y los pasivos, así como la información relacionada con estos, y los activos y pasivos contingentes en la fecha de presentación. Las estimaciones y criterios de la gerencia se basan en la experiencia previa y en otros factores que se consideran razonables según las circunstancias. Se formulan cuando el importe en libros de los activos y pasivos no se puede determinar fácilmente a partir de otras fuentes. Por lo tanto, los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones. Las estimaciones y supuestos se revisan periódicamente y los efectos de cualquier cambio se reflejan en resultados si afectan únicamente ese periodo. Si la revisión afecta tanto el periodo actual como los futuros, el cambio se reconoce en el periodo en el que se realiza la revisión y en los correspondientes periodos futuros. Con el fin de mejorar la comprensión de los estados financieros consolidados, en los siguientes apartados se examinan las principales partidas afectadas por el uso de estimaciones y los casos que reflejan criterios de la

gerencia en un grado significativo, destacando los principales supuestos utilizados por la gerencia en la medición de estas partidas en cumplimiento de las NIIF-UE. El elemento crítico de estas valoraciones es el uso de supuestos y criterios profesionales relativos a cuestiones que, por su propia naturaleza, son inciertas. Los cambios en las condiciones que subyacen a los supuestos y criterios podrían tener un impacto sustancial en los resultados futuros.

Además, en lo que respecta al impacto de la pandemia de la COVID-19, las proyecciones sobre la evolución futura del entorno macroeconómico, financiero y empresarial en el que opera el Grupo se caracterizan por un alto grado de incertidumbre, que se refleja en las valoraciones y estimaciones realizadas por la gerencia con relación a los importes en libros de los activos y pasivos afectados por la mayor volatilidad. En este sentido, en los siguientes apartados se brinda información específica sobre las estimaciones y criterios utilizados en las áreas de los estados financieros más afectadas por la pandemia de la COVID-19, a partir de la información disponible al 31 de diciembre de 2020 y considerando la constante evolución del escenario. Consulte la nota 9.a «Ingresos por ventas y servicios», la nota 17 «Propiedades, planta y equipo», la nota 22 «Plusvalía», la nota 37 «Beneficios a los empleados» y la nota 44 «Instrumentos financieros por categoría» para conocer los principales impactos de la pandemia de la COVID-19.

En cuanto a los efectos de las cuestiones relacionadas con el cambio climático, el Grupo considera que el cambio climático representa un elemento implícito en la aplicación de las metodologías y los modelos utilizados para realizar estimaciones en la valoración y/o la medición de determinadas partidas contables. Además, el Grupo ha tomado en cuenta el impacto del cambio climático en los criterios significativos adoptados por la gerencia. En este sentido, las principales partidas incluidas en los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 afectadas por el uso de estimaciones y criterios por parte de la gerencia se refieren al deterioro de los activos no financieros y a las obligaciones relacionadas con las centrales de generación, incluidas las de desmantelamiento y restauración del emplazamiento. Para mayores detalles sobre estas partidas, véase la nota 17 «Propiedades, planta y equipo», la nota 22 «Plusvalía» y la nota 38 «Provisiones para riesgos y gastos».

Uso de estimaciones

Ingresos por contratos con clientes

Los ingresos por el suministro de electricidad y gas a los usuarios finales se contabilizan en el

momento en que se entrega la electricidad o el gas e incluyen, además de los importes facturados sobre la base de las lecturas periódicas (y correspondientes al año) de los medidores o sobre los volúmenes notificados por los distribuidores y transportistas, una estimación de la electricidad y el gas entregados durante el periodo pero aún no facturados que es equivalente a la diferencia entre la cantidad de electricidad y gas entregada a la red de distribución y la facturada en el periodo, tomando en cuenta cualquier pérdida en la red. Los ingresos entre la fecha de la última lectura del medidor y el final del ejercicio se basan en

estimaciones del consumo diario de cada uno de los clientes, determinadas principalmente a partir de su información histórica, ajustada para reflejar los factores climáticos u otras cuestiones que puedan afectar el consumo estimado.

Para mayores detalles sobre estos ingresos, véase la nota 9.a «Ingresos por ventas y servicios».

Deterioro de valor de los activos no financieros

Cuando el importe en libros de las propiedades, planta y equipo, de las propiedades de inversión, de los activos intangibles, de los derechos de uso, de la plusvalía y de las inversiones en asociadas/negocios conjuntos supera su importe recuperable, que es el valor mayor entre el valor razonable menos los costos de venta y el valor en uso, los activos se deterioran.

Estos deterioros de valor se llevan a cabo según lo dispuesto en la NIC 36, tal como se describe en mayor detalle en la nota 22 «Plusvalía».

Para determinar el importe recuperable, el Grupo adopta generalmente el criterio del valor en uso. El valor en uso se basa en la estimación de los flujos de efectivo futuros generados por el activo, descontados a su valor presente utilizando una tasa de descuento antes de impuestos que refleje la evaluación actual del mercado del valor temporal del dinero y de los riesgos específicos del activo.

Los flujos de efectivo futuros utilizados para determinar el valor en uso se basan en el plan de negocios más reciente, aprobado por la gerencia, que contiene proyecciones de volúmenes, ingresos, costos de operación e inversiones. Estas proyecciones abarcan los tres próximos años. Para los años siguientes se toma en consideración:

- los supuestos relativos a la evolución a largo plazo de las principales variables consideradas en el cálculo de los flujos de efectivo, así como la vida útil residual promedio de los activos o el plazo de las concesiones, en función de las características específicas de los negocios;
- una tasa de crecimiento a largo plazo equivalente al crecimiento a largo plazo de la demanda de electricidad y/o de la inflación (según el país y la empresa) que no supere en ningún caso la tasa promedio de crecimiento a largo plazo del mercado en cuestión.

El importe recuperable es sensible a las estimaciones y supuestos utilizados en el cálculo de los flujos de efectivo y a las tasas de descuento aplicadas. No obstante, los cambios eventuales en los supuestos subyacentes en los que se basa el cálculo de dichos importes podrían generar importes recuperables diferentes. El análisis de cada grupo de activos no financieros es único y requiere que la gerencia utilice estimaciones y supuestos que se

consideran prudentes y razonables según las circunstancias específicas.

En el escenario actual, el análisis de los indicadores de deterioro de valor se ha vuelto aún más importante, ya que también se ha intentado evaluar si el impacto de la pandemia de la COVID-19 podría reducir el importe en libros de determinados

activos no financieros al 31 de diciembre de 2020. Por ello, el Grupo ha considerado cuidadosamente los efectos de la pandemia de la COVID-19 para determinar la existencia de indicadores de deterioro de valor de los activos no financieros.

Además, en consonancia con su modelo de negocio y en el contexto de la aceleración de la descarbonización del mix energético y el impulso del proceso de transición energética, el Grupo también ha evaluado cuidadosamente si las cuestiones relacionadas con el cambio climático han afectado la hipótesis razonable y sustentada utilizada para estimar los flujos de efectivo previstos. En este sentido, cuando ha sido necesario, el Grupo también ha tomado en cuenta el impacto a largo plazo del cambio climático, en particular considerando en la estimación del valor final una tasa de crecimiento a largo plazo acorde con el cambio en la demanda de electricidad en el período 2030-2050 basado en las características específicas de los negocios en cuestión.

La información sobre los principales supuestos utilizados para estimar el importe recuperable de los activos con referencia a los impactos relacionados con la pandemia de la COVID-19 y el cambio climático, así como la información sobre los cambios en estos supuestos, se proporciona en la nota 22 «Plusvalía».

Pérdidas crediticias esperadas en los activos financieros

Al final de cada período de presentación, el Grupo reconoce una corrección de valor por pérdidas crediticias esperadas en cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros medidos al costo amortizado, instrumentos de deuda medidos al valor razonable con cambios en otro resultado integral, activos de los contratos y todos los demás activos dentro del ámbito de análisis.

Las correcciones de valor por pérdidas de los activos financieros se basan en supuestos sobre el riesgo de incumplimiento y en la medición de las pérdidas crediticias esperadas. La gerencia utiliza su criterio para formular estos supuestos y seleccionar los datos de entrada para el cálculo de la pérdida de valor, basándose en la experiencia pasada del Grupo, las condiciones actuales del mercado y las estimaciones a futuro al final de cada período de presentación.

La pérdida crediticia esperada (ECL, por sus siglas en inglés) —determinada teniendo en cuenta la probabilidad de incumplimiento (PD, por sus siglas en inglés), la pérdida en caso de incumplimiento (LGD, por sus siglas en inglés) y la exposición en caso de incumplimiento (EAD, por sus siglas en inglés)— es la diferencia entre todos los flujos de efectivo

contractuales que vencen de acuerdo con el contrato y todos los flujos de efectivo que se espera recibir (incluidos todos los déficits) descontados a la tasa de interés efectiva original (EIR, por sus siglas en inglés).

En particular, para las cuentas por cobrar comerciales, los activos de los contratos y las cuentas por cobrar por arrendamiento, incluidos los que tienen un componente financiero significativo, el Grupo aplica el enfoque simplificado, determinando las pérdidas crediticias esperadas a lo largo de un período que corresponde a la vida residual del activo, generalmente igual a 12 meses. En función del mercado de referencia específico y del contexto normativo del sector, así como de las expectativas de recuperación a 90 días, el Grupo aplica principalmente

una definición de incumplimiento de 180 días para determinar las pérdidas crediticias esperadas, ya que se considera una indicación efectiva de un aumento significativo del riesgo de crédito. En consecuencia, los activos financieros con más de 90 días de retraso no se consideran, por lo general, en situación de incumplimiento, excepto en algunos mercados regulados específicos.

Para las cuentas por cobrar comerciales y los activos del contrato, el Grupo aplica principalmente un enfoque colectivo basado en la agrupación de las cuentas por cobrar comerciales/activos del contrato en grupos específicos, tomando en cuenta el contexto normativo y empresarial específico. Solo si la gerencia considera que las cuentas por cobrar comerciales son significativas individualmente y existe información específica sobre cualquier aumento significativo del riesgo crediticio, el Grupo aplica un enfoque analítico.

En el caso de la evaluación individual, la PD se obtiene principalmente de un proveedor externo.

Por el contrario, para la evaluación colectiva, las cuentas por cobrar comerciales se agrupan en función de las características de riesgo crediticio compartidas y de la información sobre la morosidad, considerando una definición específica de incumplimiento.

En función de cada empresa y del marco normativo local, así como de las diferencias en las carteras de clientes, también en términos de riesgo, tasas de incumplimiento y expectativas de recuperación, se definen grupos específicos.

Se considera que los activos del contrato tienen sustancialmente las mismas características de riesgo que las cuentas por cobrar comerciales para los mismos tipos de contratos.

A fin de medir las ECL de las cuentas por cobrar comerciales sobre una base colectiva, así como de los activos del contrato, el Grupo considera los siguientes supuestos relacionados con los parámetros de las ECL:

La probabilidad de incumplimiento (PD), que se supone que es la tasa promedio de incumplimiento, se calcula por grupos y tomando en cuenta los datos históricos de los últimos 24 meses;

La LGD está dada en función de las tasas de recuperación del grupo (*bucket*) de incumplimiento, contabilizadas en

la tasa de interés efectiva (EIR, por sus siglas en inglés); y Se estima que la EAD es la exposición contable en la fecha de presentación, neta de depósitos de efectivo, incluidas las facturas emitidas, pero no vencidas y las facturas que se van a emitir.

Sobre la base de evaluaciones específicas de la gerencia, el ajuste prospectivo puede aplicarse tomando en cuenta información cualitativa y cuantitativa a fin de reflejar posibles acontecimientos futuros y escenarios macroeconómicos que puedan afectar el riesgo de la cartera o del instrumento financiero. Para tomar en cuenta los efectos de la pandemia de la COVID-19 en el deterioro de valor de las cuentas por cobrar comerciales, se realizaron ajustes específicos

a los resultados del modelo de deterioro de valor adoptado por el Grupo sobre la base de la NIIF 9 (los denominados «ajustes posmodelo»), determinados principalmente en función de un criterio crediticio experto basado en el deterioro del estado de cobro de determinados segmentos de clientes.

Para mayores detalles sobre los principales supuestos y datos de entrada utilizados, consulte la nota 44 «Instrumentos financieros por categoría».

Importe depreciable de determinados elementos de las centrales hidroeléctricas italianas con posterioridad a la promulgación de la Ley 134/2012

La Ley 134 del 7 de agosto de 2012, que contiene «medidas urgentes para el crecimiento» (publicada en la *Gazzetta Ufficiale* del 11 de agosto de 2012), introdujo una amplia reforma de las normas que rigen las concesiones hidroeléctricas. Entre sus diversas disposiciones, la ley establece que cinco años antes del vencimiento de una concesión hidroeléctrica de derivación de aguas de gran envergadura y en los casos de caducidad, renuncia o revocación, cuando no exista un interés público preponderante para un uso diferente del agua, que sea incompatible con su utilización para la generación hidroeléctrica, la entidad pública competente convocará a una licitación pública para la adjudicación a título oneroso de la concesión por un periodo que fluctúa entre 20 y un máximo de 30 años.

Con el fin de garantizar la continuidad de las operaciones, la ley prevé también las modalidades de transferencia de la propiedad de la unidad de negocio necesaria para la explotación de la concesión, incluidas todas las relaciones jurídicas relativas a la concesión, del concesionario saliente al nuevo concesionario, a cambio del pago de un precio que se determinará en las negociaciones entre el concesionario saliente y el organismo concedente, teniendo en cuenta los siguientes elementos:

En el caso de las obras de toma y conducción de aguas, tuberías forzadas y canales de desagüe, que según el texto único ordenado de la Ley de Aguas y Centrales Eléctricas deben ser cedidas gratuitamente (artículo 25 del Real Decreto 1775 del 11 de diciembre de 1933), el costo revalorizado menos las subvenciones de

capital público, también revalorizadas, recibidas por el concesionario para la construcción de dichas obras, depreciadas por el desgaste ordinario;

En el caso de otras propiedades, planta y equipo, el valor de mercado, es decir, el valor de reposición, menos la depreciación estimada por el desgaste ordinario.

Si bien se reconoce que la nueva normativa introduce cambios importantes en cuanto a la transmisión de la propiedad de la unidad de negocio en relación con la explotación de la concesión hidroeléctrica, en la aplicación práctica de estos principios se enfrentan dificultades, dadas las incertidumbres que no

permiten la formulación de una estimación fiable del valor que puede recuperarse al final de las concesiones existentes (valor residual).

Por ello, la gerencia ha decidido que no puede realizar una estimación razonable y fiable del valor residual.

El hecho de que la legislación obligue al nuevo concesionario a realizar un pago al concesionario saliente tuvo como resultado que la gerencia revisara los cronogramas de depreciación de los activos clasificados como de cesión gratuita antes de la Ley 134/2012 (hasta el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011, dado que los activos iban a ser cedidos gratuitamente, el periodo de depreciación era equivalente a la fecha más cercana entre el plazo de la concesión y el final de la vida útil del activo individual), calculando la depreciación ya no sobre el plazo de la concesión sino, de ser mayor, sobre la vida útil de los activos individuales. Si se dispone de información adicional que permita el cálculo del valor residual, los importes en libros de los activos en cuestión se ajustarán de forma prospectiva.

Determinación del valor razonable de los instrumentos financieros

El valor razonable de los instrumentos financieros se determina sobre la base de precios directamente observables en el mercado, cuando están disponibles o, cuando se trata de los instrumentos financieros no cotizados, utilizando técnicas de valoración específicas (principalmente basadas en el valor presente) que maximizan el uso de datos de mercado observables. En circunstancias excepcionales en que esto no es posible, los datos son estimados por la gerencia tomando en cuenta las características de los instrumentos objeto de medición.

Para mayor información sobre los instrumentos financieros medidos a valor razonable, véase la nota 48 «Activos y pasivos medidos a valor razonable».

De acuerdo con la NIIF 13, el Grupo incluye una medición del riesgo crediticio, tanto de la contraparte (Ajuste por Valoración de Crédito o CVA, por sus siglas en inglés) como el propio (Ajuste por Valoración de Débito o DVA, por sus siglas en inglés), con el fin de ajustar el valor razonable de los instrumentos financieros por el importe correspondiente al riesgo de la contraparte, utilizando el método que se expone en la nota 48. Los cambios en los supuestos utilizados para estimar los datos de entrada podrían repercutir en el valor razonable reconocido para esos instrumentos, especialmente en las condiciones actuales en las que los mercados experimentan volatilidad y las perspectivas económicas son muy inciertas y están sujetas a cambios rápidos.

Gastos de desarrollo

Con el fin de determinar la recuperabilidad de los gastos de desarrollo, el importe recuperable se estima mediante la formulación de supuestos sobre cualquier otra salida de efectivo que se espera que tendrá lugar antes de que el activo esté listo para su uso o venta, las tasas de descuento que se aplicarán y el periodo previsto de beneficios.

Pensiones y otros beneficios posempleo

Algunos empleados del Grupo participan en planes de jubilación que ofrecen beneficios en función de su historial salarial y sus años de servicio. Determinados empleados también pueden acogerse a otros planes de beneficios posempleo.

Los gastos y el pasivo de estos planes se calculan sobre la base de estimaciones realizadas por actuarios consultores, que utilizan en sus cálculos una combinación de elementos estadísticos y actuariales, incluidos datos estadísticos sobre años anteriores y proyecciones de costos futuros. Otros componentes de la estimación que se toman en cuenta son las tasas de mortalidad y de jubilación, así como los supuestos relativos a la evolución futura de las tasas de descuento, la tasa de incremento salarial, la tasa de inflación y la evolución del costo de asistencia médica.

Estas estimaciones pueden diferir significativamente de la evolución real debido a los cambios en las condiciones económicas y de mercado, a los aumentos o reducciones de las tasas de jubilación y de expectativa de vida de los participantes, así como a los cambios en el costo efectivo de asistencia médica.

Estas diferencias pueden tener un impacto sustancial en la cuantificación de los costos de jubilación y otros gastos relacionados. En lo que respecta a la pandemia de la COVID-19, el Grupo ha analizado detenidamente los posibles impactos de la crisis económica generada por la emergencia sobre los supuestos actuariales utilizados en la medición de los pasivos actuariales y los activos que respaldan los planes.

Para mayores detalles sobre los principales supuestos actuariales adoptados, véase la nota 37.

Provisiones para riesgos y gastos

Para mayores detalles sobre las provisiones para riesgos y gastos, véase la nota 38 «Provisiones para riesgos y gastos».

En la nota 53, «Activos y pasivos contingentes», también se ofrece información sobre los pasivos contingentes más importantes del Grupo.

Litigios

El Grupo está incurso en varios procesos civiles, administrativos y fiscales relacionados con el desarrollo normal de sus actividades que podrían dar lugar a responsabilidades importantes. No siempre es posible predecir objetivamente el resultado de estas controversias. La evaluación de los riesgos asociados a estos litigios se basa en

factores complejos cuya propia naturaleza exige recurrir a criterios de la gerencia, incluso cuando se toma en cuenta la contribución de los asesores externos que asisten al Grupo, sobre la conveniencia de clasificarlos como pasivos contingentes o pasivos.

Se han reconocido provisiones para cubrir todas las obligaciones significativas en los casos en los que los asesores jurídicos consideren probable un resultado adverso y se pueda realizar una estimación razonable del importe del gasto.

Obligaciones asociadas a las centrales de generación, incluidos el desmantelamiento y la restauración del emplazamiento

Las actividades de generación pueden conllevar obligaciones para el operador en relación con futuras intervenciones que deberán realizarse tras el final de la vida útil de la central.

Dichas intervenciones pueden implicar el desmantelamiento de las centrales y la restauración del emplazamiento, u otras obligaciones relacionadas con el tipo de tecnología de generación del que se trate. La naturaleza de estas obligaciones también puede tener un impacto importante en el tratamiento contable que se utiliza para ellas.

En el caso de las centrales nucleares, cuyos costos se refieren tanto al desmantelamiento como al almacenamiento del combustible de desecho y otros materiales radiactivos, la estimación del costo futuro es un proceso crítico, dado que los costos se producirán a lo largo de un periodo muy extenso, estimado en hasta 100 años.

La obligación, basada en hipótesis financieras y de ingeniería, se calcula descontando los flujos de efectivo futuros previstos que el Grupo considera que tendrá que pagar para cumplir con las obligaciones asumidas.

La tasa de descuento utilizada para determinar el valor presente del pasivo es la tasa libre de riesgo antes de impuestos y se basa en los parámetros económicos del país en el que se encuentra la central.

Este pasivo es cuantificado por la gerencia sobre la base de la tecnología existente en la fecha de medición y se revisa cada año, tomando en cuenta la evolución de la tecnología en materia de almacenamiento, desmantelamiento y restauración de los emplazamientos, así como la constante evolución del marco legislativo que regula la protección de la salud y el medioambiente.

Posteriormente, el valor de la obligación se ajusta para reflejar el paso del tiempo y cualquier cambio en las estimaciones.

Contratos onerosos

Para identificar un contrato oneroso, el Grupo estima los costos no discrecionales necesarios para cumplir con las obligaciones asumidas (incluida cualquier penalización) en virtud del contrato y los beneficios económicos que se presume que se obtendrán de este.

Arrendamientos

Cuando la tasa de interés implícita en el arrendamiento no puede determinarse fácilmente, el Grupo utiliza la tasa incremental por préstamos (IBR, por sus siglas en inglés) en la fecha de inicio del arrendamiento para calcular el valor presente de los pagos por concepto de arrendamiento. Se trata de la tasa de interés que el arrendatario tendría que pagar para obtener en calidad de préstamo, por un plazo similar y con una garantía similar, los fondos necesarios para obtener un

activo de valor similar al del activo por derecho de uso en un entorno económico similar. Cuando no se dispone de datos de entrada observables, el Grupo estima la IBR formulando supuestos que reflejan los términos y condiciones del arrendamiento y determinadas estimaciones específicas del arrendatario.

Uno de los criterios más significativos para el Grupo en la adopción de la NIIF 16 es la determinación de esta IBR que es necesaria para calcular el valor presente de los pagos por concepto de arrendamiento que se deben efectuar al arrendador. El enfoque del Grupo para determinar una IBR se basa en la evaluación de los tres componentes clave siguientes:

- ' la tasa libre de riesgo, que considera los flujos monetarios de los pagos por concepto de arrendamiento, el entorno económico en el que se ha negociado el contrato de arrendamiento y también el plazo de arrendamiento;
 - ' el ajuste del diferencial de crédito, con el fin de calcular un IBR específico para el arrendatario tomando en cuenta cualquier garantía subyacente de la sociedad matriz o de otro tipo;
- los ajustes relacionados con el arrendamiento, a fin de reflejar en el cálculo de la IBR el hecho de que la tasa de descuento está directamente vinculada al tipo de activo subyacente, en lugar de ser una tasa incremental por préstamos general. En particular, el riesgo de incumplimiento se reduce para los arrendadores, ya que tienen derecho a reclamar el propio activo subyacente.

Para mayor información sobre los pasivos por arrendamiento, véase la nota 44 «Instrumentos financieros por categoría».

Impuesto a las ganancias

Recuperación de activos por impuestos diferidos

Al 31 de diciembre de 2020, los estados financieros consolidados presentan activos por impuestos diferidos en relación con las pérdidas o créditos fiscales utilizables en ejercicios posteriores y con los componentes de la renta cuya deducibilidad se difiere en un importe cuya recuperación futura es considerada por la gerencia como altamente probable.

La recuperabilidad de estos activos está sujeta a la obtención de beneficios futuros suficientes para absorber dichas pérdidas fiscales y utilizar los

beneficios de los demás activos por impuestos diferidos. Se requiere un criterio significativo por parte de la gerencia para evaluar la probabilidad de recuperar los activos por impuestos diferidos, considerando todas las evidencias negativas y positivas, y para determinar el importe que puede reconocerse, basándose en el momento probable y el nivel de los futuras utilidades imponibles, junto con las futuras estrategias de planeamiento tributario y los tasas impositivas aplicables en la fecha de reversión. No obstante, en caso de que el Grupo tenga conocimiento de que no podrá recuperar la totalidad o parte de los activos por impuestos reconocidos en ejercicios futuros, el consiguiente ajuste

se imputaría a los resultados del ejercicio en que se produzca esta circunstancia.

La recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos se revisa al final de cada periodo. Los activos por impuestos diferidos no reconocidos se reevalúan en cada fecha de presentación con el fin de verificar las condiciones para su reconocimiento.

En los casos en que fue necesario, el Grupo supervisó los plazos de recuperación de los activos por impuestos diferidos, así como los relativos a la reversión de las diferencias temporarias deducibles, si las hubiera, como consecuencia de la mayor incertidumbre provocada por la pandemia de la COVID-19.

Para mayores detalles sobre los activos por impuestos diferidos reconocidos o no reconocidos, véase la nota 23.

Criterio de la gerencia

Identificación de las unidades generadoras de efectivo (UGE)

Para la prueba de deterioro de valor, si no se puede determinar el importe recuperable de un activo individual, el Grupo identifica el grupo más pequeño de activos que genera entradas de efectivo en gran medida independientes. El grupo más pequeño de activos que genera entradas de efectivo que son en gran medida independientes de las entradas de efectivo de otros activos o grupos de activos constituye una UGE.

La identificación de estas UGE implica criterios de la gerencia sobre la naturaleza específica de los activos y del negocio en cuestión (segmento geográfico, segmento de negocio, marco normativo, etc.) y la evidencia de que las entradas de efectivo del grupo de activos son estrechamente interdependientes y muy independientes de las asociadas a otros activos (o grupos de activos).

Los activos de cada UGE también se identifican en función de la forma en que la gerencia gestiona y supervisa esos activos dentro del modelo de negocio adoptado.

El número y el alcance de las UGE se actualizan sistemáticamente para reflejar el impacto de las nuevas combinaciones de negocios y las reestructuraciones llevadas a cabo por el Grupo, y para tomar en cuenta los factores externos que podrían influir en la capacidad de los activos para generar entradas de efectivo independientes. En particular, si determinados activos específicos identificados, de propiedad del Grupo, se ven afectados por condiciones económicas u operativas adversas que menoscaban su capacidad de contribuir a la generación de flujos de efectivo, pueden aislarse del resto de los activos de la UGE, someterse a un análisis separado de su recuperabilidad y deteriorarse en caso fuera necesario.

Las UGE identificadas por la gerencia a las que se ha asignado la plusvalía reconocida en estos estados

financieros consolidados y los criterios utilizados para identificar las UGE se indican en la nota 22 «Plusvalía».

Determinación de la existencia de control

Según las disposiciones de la NIIF 10, se alcanza el control cuando el Grupo está expuesto, o tiene derecho, a rendimientos variables derivados de su participación en la empresa participada y tiene la capacidad de influir en

esos rendimientos a través de su poder sobre la empresa participada. El poder se define como la capacidad actual de dirigir las actividades relevantes de la empresa participada sobre la base de los derechos sustantivos existentes.

La existencia de control no depende únicamente de la propiedad de una inversión mayoritaria, sino que surge de los derechos sustantivos que cada inversor tiene en la participada. En consecuencia, la gerencia debe utilizar su criterio para evaluar si las situaciones específicas determinan derechos sustantivos que dan al Grupo el poder de dirigir las actividades relevantes de la empresa participada para influir en sus rendimientos.

Para evaluar el control, la gerencia analiza todos los hechos y circunstancias, incluidos los acuerdos con otros inversores, los derechos derivados de otros acuerdos contractuales y los posibles derechos de voto (opciones de compra, certificados de opción, opciones de venta concedidas a accionistas no controladores, etc.). Estos otros hechos y circunstancias podrían ser especialmente significativos en dicha evaluación cuando el Grupo posee menos de la mayoría de los derechos de voto, o derechos similares, en la empresa participada. Tras este análisis de la existencia de control, en aplicación de la NIIF 10, el Grupo ha consolidado línea a línea determinadas sociedades (Emgesa y Codensa) a pesar de no poseer más del 50 % de los derechos de voto, determinando que se cumplían los requisitos para el control *de facto*.

Además, aunque posea más de la mitad de los derechos de voto en otra entidad, el Grupo considera todos los hechos y circunstancias relevantes para evaluar si controla la participada. El Grupo reevalúa si controla o no una empresa participada en caso de que los hechos y circunstancias indiquen que existen cambios en uno o más de los elementos considerados para verificar la existencia de control.

Determinación de la existencia de control conjunto y del tipo de acuerdo conjunto

Según lo dispuesto en la NIIF 11, un acuerdo conjunto es un acuerdo en el que dos o más partes tienen control conjunto. Solo existe control conjunto cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de todas las partes que comparten el control conjunto.

Un acuerdo conjunto puede configurarse como un negocio conjunto o una operación conjunta. Los negocios conjuntos son acuerdos conjuntos en virtud de los cuales las partes que poseen el control conjunto tienen derechos sobre los activos netos del acuerdo. Por el contrario, las operaciones conjuntas son acuerdos conjuntos en virtud de los cuales las partes que poseen el control conjunto tienen derechos sobre los activos y obligaciones por los

pasivos relacionados con el acuerdo.

Para determinar la existencia del control conjunto y el tipo de acuerdo conjunto, la gerencia debe aplicar su criterio y evaluar sus derechos y obligaciones derivados del acuerdo. Para estos efectos, la gerencia toma en consideración la estructura y la forma legal del acuerdo, las condiciones convenidas por las partes en el acuerdo contractual y, cuando sea pertinente, otros hechos y circunstancias.

Tras este análisis, el Grupo ha considerado su participación en la Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II como una operación conjunta.

El Grupo reevalúa si posee o no control conjunto en caso de que los hechos y circunstancias indiquen que se han producido cambios en uno o más de los elementos considerados para verificar la existencia de control conjunto y el tipo de acuerdo conjunto.

Para mayor información sobre las inversiones del Grupo en negocios conjuntos, véase la nota 24 «Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación».

Determinación de la existencia de influencia significativa sobre una asociada

Las asociadas son aquellas en las que el Grupo ejerce una influencia significativa, es decir, el poder de participar en las decisiones relativas a las políticas financieras y operativas de la empresa participada, pero sin ejercer el control o el control conjunto sobre dichas políticas. En general, se presume que el Grupo ejerce una influencia significativa cuando posee una participación igual o superior al 20 %.

Con el fin de determinar la existencia de una influencia significativa, la gerencia debe aplicar su criterio y considerar todos los hechos y circunstancias.

El Grupo reevalúa si ejerce o no influencia significativa en caso de que los hechos y circunstancias indiquen que existen cambios en uno o más de los elementos considerados para verificar la existencia de influencia significativa.

Para mayor información sobre las inversiones de capital del Grupo en asociadas, véase la nota 24 «Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación».

Aplicación de la «CINIIF 12 - Acuerdos de concesión de servicios» a las concesiones

La CINIIF 12 se aplica a los acuerdos de concesión de servicios «público-privados», que pueden definirse como contratos en virtud de los cuales el operador está obligado a prestar servicios públicos, es decir, brindar acceso a los principales servicios económicos y sociales durante un periodo determinado, en nombre de una entidad pública (el concedente). En estos contratos, el concedente transfiere a un operador el derecho a gestionar la infraestructura utilizada para prestar los servicios.

Más específicamente, la CINIIF 12 proporciona lineamientos sobre la contabilización por parte de los operadores de los acuerdos de concesión de servicios «público-privados» en caso de que:

- el concedente controle o regule qué servicios debe prestar el operador con la infraestructura, a quién debe prestarlos y a qué precio; y
- el concedente controla –mediante la propiedad, el usufructo u otro derecho real– cualquier interés residual significativo

en la infraestructura al final del plazo de vigencia del acuerdo.

Al evaluar la aplicabilidad de estos requisitos para el Grupo, en su calidad de operador, la gerencia analizó cuidadosamente las concesiones existentes.

Sobre la base de ese análisis, las disposiciones de la CINIIF 12 son aplicables a algunas de las infraestructuras de varias empresas que operan en Brasil.

En la nota 18 se brindan mayores detalles sobre la infraestructura utilizada en los acuerdos de concesión de servicios en el ámbito de la CINIIF 12.

Ingresos por contratos con clientes

En el proceso de aplicación de la NIIF 15, el Grupo ha aplicado los siguientes criterios (en la nota 9.a «Ingresos por ventas y servicios» se brindan detalles adicionales sobre los efectos más significativos en los ingresos del Grupo).

Además, a lo largo del año, el Grupo supervisó cuidadosamente los efectos de las incertidumbres relacionadas con la pandemia de la COVID-19 en el reconocimiento de sus ingresos, en particular en lo que respecta a las principales áreas afectadas por criterios significativos.

Identificación del contrato

El Grupo analiza cuidadosamente los términos y condiciones contractuales a nivel jurisdiccional para determinar cuándo existe un contrato y los términos de su exigibilidad con el fin de aplicar la NIIF 15 únicamente a dichos contratos.

Identificación y cumplimiento de las obligaciones de desempeño

Cuando un contrato incluye múltiples bienes o servicios comprometidos, con el fin de evaluar si deben contabilizarse por separado o como un grupo, el Grupo considera tanto las características individuales de los bienes/servicios como la naturaleza del compromiso en el contexto del contrato, evaluando también todos los hechos y circunstancias relacionados con el contrato específico dentro del marco legal y reglamentario pertinente.

Con el fin de evaluar cuándo se cumple una obligación de desempeño, el Grupo evalúa cuándo se transfiere el control de los bienes o servicios al cliente, principalmente desde la perspectiva del

cliente.

Determinación del precio de transacción

El Grupo toma en consideración todos los hechos y circunstancias pertinentes para determinar si un contrato incluye una contraprestación variable (es decir, una contraprestación que puede variar o depende de que se produzca o no un acontecimiento futuro). Al estimar la contraprestación variable, el Grupo utiliza el método que mejor prevé la contraprestación a la que tendrá derecho, aplicándolo de manera coherente durante la vigencia del contrato y, en el caso de contratos similares, considerando también toda la información disponible, y actualizando tales estimaciones hasta que se resuelva la incertidumbre.

El Grupo incluye la estimación de la contraprestación variable en el precio de transacción solo en la medida en que sea altamente probable que no se produzca una reversión significativa de los ingresos acumulados reconocidos cuando se resuelva la incertidumbre.

Evaluación del principal frente al agente

El Grupo considera que actúa en calidad de agente en algunos contratos en los que no es el principal responsable del cumplimiento del contrato y, por tanto, no controla los bienes o servicios antes de que se transfieran a los clientes. Por ejemplo, el Grupo actúa como agente en algunos contratos de servicios de conexión a la red de electricidad/gas y otras actividades relacionadas en función del marco legal y reglamentario local.

Asignación del precio de transacción

En el caso de los contratos que tienen más de una obligación de desempeño (por ejemplo, los contratos de venta «agrupados»), el Grupo suele asignar el precio de transacción a cada obligación de desempeño en proporción a su precio de venta independiente. El Grupo determina los precios de venta independientes teniendo en cuenta toda la información y utilizando precios observables cuando están disponibles en el mercado o, en caso contrario, utilizando un método de estimación que maximice el uso de datos de entrada observables y aplicándolo de manera coherente a acuerdos similares.

Si el Grupo evalúa que un contrato incluye una opción de bienes o servicios adicionales (por ejemplo, programas de fidelización de clientes u opciones de renovación) que representa un derecho importante, asigna el precio de transacción a esta opción, ya que la opción da lugar a una obligación de desempeño adicional.

Costos del contrato

El Grupo evalúa la recuperabilidad de los costos incrementales de la obtención de un contrato, ya sea bajo la modalidad de contrato por contrato, o para un grupo de contratos si dichos costos están asociados al grupo de contratos.

El Grupo basa la recuperabilidad de dichos costos en su experiencia con otras transacciones similares y la evaluación de diversos factores, incluidas posibles renovaciones, modificaciones y contratos de seguimiento (*follow-on contracts*) con el mismo cliente.

El Grupo amortiza estos costos a lo largo de la duración promedio del cliente. Para determinar este periodo de beneficio esperado del contrato, el Grupo toma en consideración su experiencia pasada (por ejemplo, la «tasa de abandono»), la evidencia predictiva proveniente de contratos similares y la información disponible sobre el mercado.

Clasificación y medición de los activos financieros

En el momento del reconocimiento inicial, con el fin de clasificar los activos financieros como activos financieros a costo amortizado, a valor razonable con cambios en otro resultado integral y a valor razonable con cambios en resultados, la gerencia evalúa tanto las características contractuales de los flujos de efectivo del instrumento como el modelo de negocio para gestionar los activos financieros para efectos de generar flujos de efectivo.

Con el fin de evaluar las características contractuales de los flujos de efectivo del instrumento, la gerencia realiza la prueba SPPI a nivel de instrumento, con el fin de determinar si da lugar a flujos de efectivo que son únicamente pagos de principal e intereses (SPPI, por sus siglas en inglés) sobre el importe principal pendiente, realizando una evaluación específica de las cláusulas contractuales de los instrumentos financieros, así como un análisis cuantitativo, de ser necesario.

El modelo de negocio determina si los flujos de efectivo se derivarán del cobro de los flujos de efectivo contractuales, de la venta de los activos financieros o de ambos.

Para mayores detalles, véase la nota 44 «Instrumentos financieros por categoría».

Contabilidad de coberturas

La contabilidad de coberturas se aplica a los derivados para reflejar en los estados financieros el efecto de las estrategias de gestión de riesgos.

En consecuencia, al inicio de la transacción, el Grupo documenta la relación de cobertura entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos y estrategia de gestión de riesgos. El Grupo también evalúa, tanto al inicio de la cobertura como de forma continua, si los instrumentos de cobertura son altamente eficaces para compensar los cambios en los valores razonables o los flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

Según el criterio de la gerencia, la evaluación de la eficacia basada en la existencia de una relación económica entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, el predominio del riesgo crediticio en los cambios del valor razonable y la razón de cobertura, así como la medición de la ineficacia, se evalúa mediante una evaluación cualitativa o un cálculo cuantitativo, en función de los hechos y circunstancias específicos y de las características de las partidas cubiertas y los instrumentos de cobertura.

En el caso de las coberturas de flujos de efectivo de las transacciones previstas designadas como partidas cubiertas, la gerencia evalúa y documenta que son altamente probables y presentan una exposición a las variaciones de los flujos de efectivo que afectan a los resultados.

Además, a lo largo del año, el Grupo supervisó cuidadosamente los posibles efectos de las incertidumbres relacionadas con la pandemia de la COVID-19 sobre sus relaciones de cobertura.

Para mayores detalles sobre los supuestos clave de la evaluación de la eficacia y la medición de la ineficacia, consulte la nota 47.1 «Derivados y contabilidad de coberturas».

Arrendamientos

La complejidad de la evaluación de los contratos de arrendamiento, así como su fecha de vencimiento a largo plazo, requiere criterios profesionales considerables para la aplicación de la NIIF 16. En particular, esto se refiere a:

- la aplicación de la definición de arrendamiento a los casos típicos de los sectores en los que opera el Grupo;
- la identificación del componente que no es de arrendamiento en los contratos de arrendamiento;
- la evaluación de cualquier opción renovable y de resolución incluida en el arrendamiento con el fin de determinar el plazo de los arrendamientos, considerando también la probabilidad de su ejercicio y cualquier mejora significativa del arrendamiento en el activo subyacente, tomando debidamente en consideración las recientes interpretaciones emitidas por el Comité de Interpretaciones de las NIIF;
- la identificación de cualquier pago de arrendamiento variable que dependa de un índice o una tasa para determinar si los cambios de este último repercuten en los futuros pagos de arrendamiento y también en el importe del activo por derecho de uso;

La estimación de la tasa de descuento para calcular el valor presente de los pagos de arrendamiento; en el apartado «Uso de estimaciones» se brindan mayores detalles sobre los supuestos relacionados con esta tasa.

Para mayor información sobre los arrendamientos, véase la nota 19 «Arrendamientos».

Incertidumbre sobre el tratamiento del impuesto a las ganancias

El Grupo determina si se considera cada tratamiento fiscal incierto por separado o junto con uno o más tratamientos fiscales inciertos, así como si se refleja el efecto de la incertidumbre utilizando el método del importe más probable o el del valor esperado, basándose en qué enfoque predice mejor la solución de la incertidumbre para cada tratamiento fiscal incierto, teniendo en cuenta la normativa fiscal local.

El Grupo hace un uso significativo del criterio profesional a la hora de identificar las incertidumbres sobre los tratamientos del impuesto a las ganancias y revisa los criterios y estimaciones realizados en caso de que se produzca un cambio en los hechos y circunstancias que

pueda modificar su evaluación de la aceptabilidad de un tratamiento fiscal específico o la estimación de los efectos de la incertidumbre, o ambos.

Para mayor información sobre los impuestos a las ganancias, véase la nota 15 «Impuestos a las ganancias».

2.2 Políticas contables significativas

Partes relacionadas

Las partes relacionadas son principalmente partes que tienen la misma entidad matriz que Enel SpA, empresas que directa o indirectamente a través de uno o más intermediarios controlan, son controladas por o están sujetas al control conjunto de Enel SpA y en las que esta última posee una participación que le permite ejercer una influencia significativa. Las partes relacionadas incluyen también las entidades que gestionan planes de beneficios posempleo para los empleados de Enel SpA o sus asociadas (específicamente, los fondos de jubilación FOPEN y FONDENEL), así como los miembros de las juntas de auditores externos, y sus familiares directos, y el personal directivo clave, y sus familiares directos, de Enel SpA y sus subsidiarias. El personal clave de la gerencia comprende el personal directivo que tiene el poder y la responsabilidad directa o indirecta de planificar, gestionar y controlar las actividades de la Empresa. Sus miembros incluyen los directores.

Subsidiarias

Las subsidiarias son todas las entidades sobre las que el Grupo tiene control. El Grupo controla una entidad, independientemente de la naturaleza de la relación formal entre ellas, cuando está expuesto, o tiene derecho, a los rendimientos variables derivados de su participación y posee la capacidad, mediante el ejercicio de su poder sobre la empresa participada, de influir en sus rendimientos.

Las cifras de las subsidiarias se consolidan íntegramente línea por línea a partir de la fecha en que se adquiere el control hasta el momento de su cese.

Procedimientos de consolidación

Los estados financieros de las subsidiarias utilizados para elaborar los estados financieros consolidados se elaboraron al 31 de diciembre de 2020 de acuerdo con las políticas contables adoptadas por el Grupo.

Si una subsidiaria utiliza políticas contables distintas a las adoptadas en la elaboración de los estados financieros consolidados para transacciones y hechos similares en circunstancias semejantes, se realizan los

ajustes correspondientes para garantizar la conformidad con las políticas contables del Grupo.

Los activos, pasivos, ingresos y gastos de una subsidiaria adquirida o de la que se ha dispuesto durante el ejercicio se incluyen o excluyen de los estados financieros consolidados, respectivamente, desde la fecha en que el Grupo obtiene el control de la subsidiaria o hasta la fecha en que dicho control cesa.

El resultado del ejercicio y los otros resultados integrales se atribuyen a los propietarios de la Sociedad Matriz y

las participaciones no controladoras, incluso si esto da lugar a una pérdida para las participaciones no controladoras.

Todos los activos y pasivos intercompañías, las cuentas del patrimonio neto, los ingresos, los gastos y los flujos de efectivo relativos a las transacciones entre entidades del Grupo se eliminan en su totalidad.

Los cambios en la participación en las subsidiarias que no dan lugar a una pérdida de control se contabilizan como transacciones de patrimonio, ajustando los importes en libros de las participaciones controladoras y no controladoras para reflejar los cambios en sus participaciones en la subsidiaria. Cualquier diferencia entre el importe al que se ajustan las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida se reconoce en el patrimonio consolidado.

Cuando el Grupo deja de tener control sobre una subsidiaria, cualquier participación retenida en la entidad se vuelve a medir a su valor razonable, reconocido con cambios en resultados, en la fecha en que se pierde el control, reconociendo cualquier ganancia o pérdida derivada de la pérdida de control con cambios en resultados. Además, los importes previamente reconocidos en otro resultado integral con respecto a la antigua subsidiaria se contabilizan como si el Grupo hubiera dispuesto directamente de los activos o pasivos correspondientes.

Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

Una asociada es una entidad sobre la que el Grupo ejerce una influencia significativa. La influencia significativa es el poder de participar en las decisiones relativas a las políticas financieras y operativas de la entidad participada sin ejercer el control o el control conjunto de esta.

Un negocio conjunto es un acuerdo conjunto sobre el que el Grupo ejerce el control conjunto y tiene derechos sobre los activos netos del acuerdo. El control conjunto constituye el reparto del control de un acuerdo, en virtud del cual las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Las inversiones del Grupo en asociadas y negocios conjuntos se contabilizan utilizando el método de la participación.

De acuerdo con el método de la participación, estas inversiones se reconocen inicialmente al costo y cualquier plusvalía que surja de la diferencia entre el costo de la inversión y la participación del Grupo en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la empresa participada en la fecha de

adquisición se incluye en el importe en libros de la inversión. La plusvalía no se somete a una prueba de deterioro de valor de manera individual.

Después de la fecha de adquisición, su importe en libros se ajusta para reconocer los cambios en la participación del Grupo en los resultados de la asociada o el negocio conjunto en los resultados del Grupo. Asimismo, puede ser necesario ajustar el importe en libros si se producen cambios en la participación del Grupo en la asociada o el negocio conjunto como consecuencia de cambios en el otro resultado integral de la empresa participada. La participación del Grupo

en estos cambios se reconoce en los otros resultados integrales del Grupo.

Las distribuciones recibidas de los negocios conjuntos y las asociadas reducen el importe en libros de las inversiones.

Las pérdidas y ganancias resultantes de las transacciones entre el Grupo y las asociadas o negocios conjuntos se eliminan en la medida de la participación en la asociada o el negocio conjunto. Los estados financieros de las asociadas o los negocios conjuntos se elaboran para el mismo periodo de presentación que el Grupo. Cuando es necesario, se realizan ajustes para adecuar las políticas de contabilidad a las del Grupo.

Tras la aplicación del método de la participación, el Grupo determina si es necesario reconocer una pérdida de valor en su inversión en una asociada o un negocio conjunto. Si existe evidencia objetiva de deterioro de valor, los activos se someten a una prueba de deterioro de valor de conformidad con la NIC 36. Para mayor información sobre el deterioro del valor, véase el apartado «Deterioro del valor de los activos no financieros» en la nota 2.1 «Uso de estimaciones y criterios de la gerencia».

Si la inversión deja de ser una asociada o un negocio conjunto, el Grupo reconoce cualquier inversión retenida a su valor razonable, con cambios en resultados. Los importes previamente reconocidos en otro resultado integral con respecto a la antigua asociada o negocio conjunto se contabilizan como si el Grupo hubiera dispuesto directamente de los activos o pasivos correspondientes.

Si la participación en la propiedad de una asociada o un negocio conjunto se reduce, pero el Grupo continúa ejerciendo una influencia significativa o control conjunto, el Grupo sigue aplicando el método de la participación y la parte de la ganancia o pérdida que se había reconocido previamente en otro resultado integral relacionado con esa reducción se contabiliza como si el Grupo hubiera dispuesto directamente de los activos o pasivos relacionados.

Cuando una parte de la inversión en una asociada o negocio conjunto cumple los criterios para ser clasificada como mantenida para la venta, cualquier parte retenida de una inversión en la asociada o negocio conjunto que no haya sido clasificada como mantenida para la venta se contabiliza utilizando el método de la participación hasta que se produzca la disposición de la parte clasificada como mantenida para la venta.

Las operaciones conjuntas son acuerdos conjuntos en virtud de los cuales el Grupo, que ejerce el control

conjunto, tiene derechos sobre los activos y las obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo. Para cada operación conjunta, el Grupo reconoció los activos, pasivos, costos e ingresos en función de las disposiciones del acuerdo y no de la participación.

Cuando se produce un aumento de la participación en un acuerdo conjunto que se ajusta a la definición de empresa:

si el Grupo adquiere el control y poseía derechos sobre los activos y obligaciones con respecto a los pasivos del acuerdo conjunto inmediatamente antes de la fecha de adquisición, la transacción representa una combinación de negocios realizada

por etapas. Por consiguiente, el Grupo aplica los requisitos de una combinación de negocios realizada por etapas, incluida la nueva medición de la participación que poseía anteriormente en la operación conjunta a su valor razonable en la fecha de adquisición;

si el Grupo obtiene el control conjunto (es decir, ya tenía una participación en una operación conjunta sin ejercer el control conjunto), la participación que tenía anteriormente en la operación conjunta no se volverá a medir.

Para mayor información sobre las inversiones del Grupo en asociadas y negocios conjuntos, véase la nota 24 “Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación”.

Conversión de partidas en moneda extranjera

Las transacciones en monedas distintas de la moneda funcional se reconocen inicialmente al tipo de cambio al contado vigente en la fecha de la transacción.

Los activos y pasivos monetarios denominados en una moneda extranjera distinta de la moneda funcional se convierten posteriormente utilizando el tipo de cambio de cierre (es decir, el tipo de cambio al contado vigente en la fecha de presentación).

Los activos y pasivos no monetarios denominados en moneda extranjera que se reconocen al costo histórico se convierten utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de la transacción. Los activos y pasivos no monetarios en moneda extranjera que se miden a su valor razonable se convierten utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha en que se determinó el valor razonable.

Las diferencias de cambio se reconocen en resultados.

En la determinación del tipo de cambio al contado que se utilizará en el momento del reconocimiento inicial del activo, gasto o ingreso (o parte de él) respectivo al dar de baja a un activo no monetario o un pasivo no monetario relacionado con una contraprestación anticipada en moneda extranjera pagada o recibida, la fecha de la transacción es la fecha en la que el Grupo reconoce inicialmente el activo no monetario o el pasivo no monetario asociado a la contraprestación anticipada.

Si existen varios pagos o cobros anticipados, el Grupo determina la fecha de la transacción para cada pago o cobro de la contraprestación anticipada.

Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera

Para efectos de los estados financieros anuales consolidados, todos los ingresos, gastos, activos y pasivos se expresan en euros, que es la moneda de presentación de la Sociedad Matriz, Enel SpA. En la elaboración de los estados financieros consolidados,

los estados financieros de las sociedades consolidadas cuya moneda funcional es distinta de la moneda de presentación utilizada en los estados financieros consolidados se convierten en euros aplicando el tipo de cambio de cierre a los activos y pasivos, incluidos los ajustes de plusvalía y de consolidación, y el tipo de cambio promedio del período a las partidas del estado de resultados, siempre que concuerde con los tipos de cambio vigentes en la fecha de las transacciones respectivas.

Las ganancias o pérdidas por tipo de cambio resultantes se reconocen como un componente separado del patrimonio en una reserva especial. Las ganancias y pérdidas se reconocen proporcionalmente en el estado de resultados cuando se dispone de la subsidiaria (parcial o totalmente).

Cuando la moneda funcional de una empresa consolidada es la moneda de una economía hiperinflacionaria, el Grupo reexpresa los estados financieros de acuerdo con la NIC 29 antes de aplicar el método de conversión específico que se indica a continuación. Con el fin de tomar en cuenta el impacto de la hiperinflación en el tipo de cambio de la moneda local, la situación financiera y los resultados (es decir, los activos, los pasivos, las partidas del patrimonio, los ingresos y los gastos) de una empresa cuya moneda funcional es la moneda de una economía hiperinflacionaria se convierten a la moneda de presentación del Grupo (el euro) utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de presentación, excepto los importes comparativos presentados en los estados financieros del año anterior, que no se ajustan para tomar en cuenta las variaciones posteriores del nivel de precios o las variaciones posteriores de los tipos de cambio.

Combinaciones de negocios

Las combinaciones de negocios iniciadas antes del 1 de enero de 2010 y concluidas dentro de ese ejercicio se reconocen sobre la base de la NIIF 3 (2004).

Dichas combinaciones de negocios se reconocieron utilizando el método de la adquisición, donde el costo de adquisición es igual al valor razonable en la fecha del intercambio de los activos adquiridos y los pasivos incurridos o asumidos, más los costos directamente atribuibles a la adquisición. Este costo se asignó

mediante el reconocimiento de los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables de la empresa adquirida a sus valores razonables. Cualquier diferencia positiva entre el costo de la adquisición y el valor razonable de los activos netos adquiridos atribuibles a los propietarios de la Sociedad Matriz se ha reconocido como plusvalía. Si la diferencia es negativa, se reconoce en resultados.

El importe en libros de las participaciones no controladoras se ha calculado en proporción a la participación de los accionistas no controladores en los activos netos. En el caso de las combinaciones de negocios

realizadas por etapas, en la fecha de adquisición cualquier ajuste del valor razonable de los activos netos adquiridos anteriormente se reconocía en el patrimonio; el importe de la plusvalía se determinaba para cada transacción por separado basándose en los valores razonables de los activos netos de la empresa adquirida en la fecha de cada transacción de intercambio.

Las combinaciones de negocios llevadas a cabo a partir del 1 de enero de 2010 se reconocen sobre la base de la NIIF 3 (2008), que en adelante se denominará NIIF 3 (revisada). En concreto, las combinaciones de negocios se reconocen mediante el método de la adquisición, en el que el costo de adquisición (la contraprestación transferida) es equivalente al valor razonable en la fecha de adquisición de los activos adquiridos y los pasivos incurridos o asumidos, así como cualquier instrumento de patrimonio emitido por la adquirente. La contraprestación transferida incluye el valor razonable de cualquier activo o pasivo resultante de un acuerdo de contraprestación contingente.

Los costos directamente atribuibles a la adquisición se reconocen en resultados.

La contraprestación transferida se asigna reconociendo los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables de la empresa adquirida a sus valores razonables en la fecha de adquisición. El exceso de la contraprestación transferida, medida a su valor razonable en la fecha de adquisición, el importe de cualquier participación no controladora en la empresa adquirida más el valor razonable de cualquier participación en el patrimonio de la empresa adquirida que el Grupo poseía previamente (en una combinación de negocios realizada por etapas) sobre el importe neto de los activos identificables adquiridos y los pasivos incurridos o asumidos medidos a su valor razonable se reconoce como plusvalía. Si la diferencia es negativa, el Grupo verifica si ha identificado correctamente todos los activos adquiridos y los pasivos asumidos y revisa los procedimientos utilizados para determinar los importes a reconocer en la fecha de adquisición. Si después de esta evaluación el valor razonable de los activos netos adquiridos continúa siendo superior a la contraprestación total transferida, este exceso representa la ganancia por una compra realizada en condiciones muy ventajosas y se reconoce en resultados. El importe en libros de las participaciones no controladoras se determina en proporción a la participación de los accionistas no controladores en los activos netos identificables de la empresa adquirida o a su valor razonable en la fecha de adquisición.

En el caso de las combinaciones de empresas realizadas por etapas, en la fecha de adquisición del control, la

participación que se poseía anteriormente en el patrimonio de la empresa adquirida se vuelve a medir a su valor razonable y cualquier diferencia positiva o negativa se reconoce en resultados.

Cualquier contraprestación contingente se reconoce a su valor razonable en la fecha de adquisición. Los cambios posteriores en el valor razonable de la contraprestación contingente clasificada como activo o pasivo, o como instrumento financiero dentro del alcance de la NIIF 9, se reconocen en resultados. Si la contraprestación contingente

no está dentro del alcance de la NIIF 9, se mide de acuerdo con la NIIF-UE correspondiente. La contraprestación contingente clasificada como patrimonio no se vuelve a medir y su liquidación posterior se contabiliza dentro del patrimonio.

Si los valores razonables de los activos, pasivos y pasivos contingentes solo pueden calcularse de forma provisional, la combinación de negocios se reconoce utilizando dichos valores provisionales. Los ajustes resultantes de la finalización del proceso de medición se reconocen dentro de los 12 meses siguientes a la fecha de adquisición, reexpresando las cifras comparativas.

Medición del valor razonable

El Grupo aplica la NIIF 13 a todas las mediciones y divulgaciones del valor razonable que exigen o permiten las NIIF.

El valor razonable se define como el precio que se recibiría para vender un activo o se pagaría para transferir un pasivo, en una transacción ordenada, entre participantes del mercado, en la fecha de medición (es decir, un precio de salida).

La medición del valor razonable supone que la transacción para vender un activo o transferir un pasivo tiene lugar en el mercado principal, es decir, el mercado con mayor volumen y nivel de actividad para el activo o el pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción tiene lugar en el mercado más ventajoso al que el Grupo tiene acceso, es decir, el mercado que maximiza el importe que se recibiría por vender el activo o minimiza el importe que se pagaría por transferir el pasivo.

El valor razonable de un activo o de un pasivo se mide utilizando los supuestos que los participantes del mercado utilizarían al fijar el precio del activo o el pasivo, suponiendo que los participantes del mercado actúan en su mejor interés económico. Los participantes del mercado son vendedores y compradores independientes y bien informados que pueden realizar una transacción para el activo o el pasivo y que están motivados, pero no forzados u obligados a hacerlo.

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

en el caso de un activo no financiero, en la medición del valor razonable se toma en cuenta la capacidad de un participante del mercado para generar beneficios económicos utilizando el activo en su máximo y mejor uso o vendiéndolo a otro participante del mercado que lo utilizaría en su máximo y mejor uso;

en el caso de los pasivos y de los instrumentos de patrimonio propios, el valor razonable refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, incluido, entre otros, el riesgo crediticio del propio Grupo;

en el caso de grupos de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgos de mercado o riesgo crediticio, gestionados sobre la base de la exposición neta de una entidad a dichos riesgos, se permite medir el valor razonable sobre una base neta.

Al medir el valor razonable de los activos y pasivos, el Grupo utiliza técnicas de valoración que son adecuadas según las circunstancias y para las que se dispone de datos suficientes, maximizando el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizando el uso de datos de entrada no observables.

Propiedades, planta y equipo

La cuenta propiedades, planta y equipo se contabiliza a su valor de costo, neto de la depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro de valor acumuladas, de ser el caso. Dicho costo incluye los gastos directamente atribuibles al traslado del activo a la ubicación y en las condiciones necesarias para su uso previsto.

El costo también se incrementa por el valor presente de la estimación de los costos de desmantelamiento y restauración del emplazamiento en el que se encuentra el activo cuando existe una obligación legal o implícita de hacerlo. El pasivo correspondiente se reconoce en las provisiones para riesgos y gastos. El tratamiento contable de los cambios en la estimación de estos costos, el paso del tiempo y la tasa de descuento se expone en la sección «Provisiones para riesgos y gastos».

Las propiedades, planta y equipo transferidos por los clientes para conectarlos a la red de distribución eléctrica y/o proporcionarles otros servicios relacionados se reconocen inicialmente por su valor razonable en la fecha en que se obtiene el control.

Los costos por préstamos que son directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de un activo calificado, es decir, un activo que requiere un periodo considerable para estar listo para su uso o venta, se capitalizan como parte del costo de los propios activos.

Los costos por préstamos asociados a la compra/construcción de activos que no cumplen este requisito se contabilizan como gastos en el periodo en el que se incurre en ellos. Determinados activos que fueron revaluados en la fecha de transición a las NIIF-UE o en periodos anteriores se reconocen a su valor razonable, que se considera su costo atribuido en la fecha de revaluación.

Cuando los elementos individuales de los principales componentes de la cuenta propiedades, planta y equipo tienen vidas útiles diferentes, los componentes se reconocen y deprecian por separado.

Los costos posteriores se reconocen como un aumento del

importe en libros del activo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con el costo incurrido para reemplazar una parte del activo fluyan hacia el Grupo y el costo del elemento pueda medirse de forma fiable. Todos los demás costos se reconocen en resultados en el momento en que se incurre en ellos.

El costo de reemplazo de una parte o de la totalidad de un activo se reconoce como un aumento del importe neto del activo y se deprecia a lo largo de su vida útil; el importe en libros de la unidad sustituida se da de baja con cargo a los resultados.

La cuenta propiedades, planta y equipo, neta de su valor residual, se deprecia en línea recta a lo largo de su vida útil estimada, lo cual se revisa anualmente.

Cualquier cambio en los criterios de depreciación se aplicará de forma prospectiva. La depreciación comienza cuando el activo está disponible para su uso.

Los terrenos no se deprecian porque tienen una vida útil indefinida. Los activos reconocidos en la cuenta propiedades, planta y equipo se dan de baja en el momento de su disposición (es decir, en la fecha en que

La vida útil estimada de los principales componentes de la cuenta propiedades, planta y equipo es la siguiente:

Construcciones civiles	10-70 años
Edificios y obras civiles incorporados a las centrales	10-100 años
Centrales hidroeléctricas:	
- tuberías forzadas	7-85 años
- maquinaria mecánica y eléctrica	5-60 años
- otras obras hidráulicas fijas	5-100 años
Centrales térmicas:	
- calderas y componentes auxiliares	3-59 años
- componentes de la turbina de gas	3-59 años
- maquinaria mecánica y eléctrica	3-59 años
- otras obras hidráulicas fijas	3-62 años
Centrales nucleares	50 años
Centrales de energía geotérmica:	
- torres de refrigeración	20-25 años
- turbinas y generadores	25-30 años
- piezas de las turbinas en contacto con el fluido	10-25 años
- maquinaria mecánica y eléctrica	20-40 años
Centrales de energía eólica:	
- torres	20-30 años
- turbinas y generadores	20-30 años
- maquinaria mecánica y eléctrica	15-30 años
Centrales de energía solar:	
- maquinaria mecánica y eléctrica	20-30 años
Alumbrado público e iluminación artística:	
- instalaciones de alumbrado público	10-20 años
- instalaciones de iluminación artística	20 años
Líneas de transporte	12-50 años
Estaciones de transformación	20-55 años
Plantas de distribución:	
- líneas de alta tensión	10-60 años
- estaciones transformadoras primarias	5-55 años
- líneas de baja y media tensión	5-50 años
Medidores:	
- medidores electromecánicos	3-34 años
- equipo de medición del balance eléctrico	3-30 años
- medidores electrónicos	6-35 años

La vida útil de las mejoras en la propiedad arrendada se determina en función del plazo del contrato de arrendamiento o, si es más corta, de la duración de los beneficios generados por las propias mejoras.

el receptor obtiene el control) o cuando no se espera ningún beneficio económico futuro de su uso o disposición. Cualquier ganancia o pérdida, reconocida en resultados, se calcula como la diferencia entre el producto neto de la disposición, determinado de acuerdo con los requisitos del precio de transacción establecidos en la NIIF 15, y el importe en libros de los activos dados de baja.

Activos que se cederán gratuitamente

Las centrales del Grupo incluyen activos que se cederán gratuitamente al término de las concesiones. Se trata principalmente de grandes obras de desvío de aguas y de los terrenos públicos utilizados para la operación de las centrales térmicas.

De conformidad con el marco normativo italiano vigente hasta 2011, si no se renovaban las concesiones, en esas fechas debían cederse gratuitamente al Estado todas las obras de toma y gobierno, las tuberías forzadas, los canales de desagüe y otros activos ubicados en terrenos públicos en buen estado de funcionamiento. En consecuencia, la depreciación de los activos que se cedían se calculaba sobre la base del plazo de la concesión y la vida útil restante de los activos, el período que fuera más corto.

A raíz de los cambios legislativos introducidos con la Ley 134 del 7 de agosto de 2012, los activos anteriormente clasificados como activos «que se cederán gratuitamente» relacionados con las concesiones hidroeléctricas de desvío de aguas se consideran ahora de la misma manera que otras categorías de «propiedades, planta y equipo» y, por tanto, se deprecian a lo largo de la vida útil del activo (cuando esta excede el plazo de la concesión), tal y como se comenta en el apartado anterior sobre el «Importe depreciable de determinados elementos de las centrales hidroeléctricas italianas con posterioridad a la promulgación de la Ley 134/2012», que se invita a consultar para mayores detalles.

De acuerdo con las leyes españolas 29/1985 y 46/1999, las centrales hidroeléctricas ubicadas en territorio español operan bajo el régimen de concesión administrativa, a cuyo término las centrales serán devueltas al Estado en buenas condiciones de funcionamiento. Los plazos de las concesiones se extienden hasta 2067.

Varias empresas de generación que operan en Argentina, Brasil y México son titulares de concesiones administrativas con condiciones similares a las aplicadas según el sistema español de concesiones. Estas concesiones vencerán en 2088.

Infraestructura al servicio de una concesión no incluida dentro del alcance de la «CINIIF 12 - Acuerdos de

concesión de servicios»

En cuanto a la distribución de electricidad, el Grupo es concesionario en Italia de este servicio. La concesión, otorgada por el Ministerio de Desarrollo Económico, es gratuita y finaliza el 31 de diciembre de 2030. En caso de que la concesión no se renueve a su vencimiento, el concedente está obligado a

a pagar una indemnización. El importe de la indemnización se determinará por acuerdo de las partes, utilizando métodos de valoración adecuados, basados tanto en el importe en libros de los activos mismos como en su rentabilidad.

Para determinar la indemnización, dicha rentabilidad estará representada por el valor presente de los flujos de efectivo futuros. Las infraestructuras al servicio de la concesión son propiedad y están a disposición del concesionario. Se reconoce bajo la cuenta «Propiedades, planta y equipo» y se deprecia a lo largo de la vida útil de los activos.

Enel también opera con concesiones administrativas para la distribución de electricidad en otros países (entre ellos España y Rumanía). Estas concesiones dan derecho a construir y operar redes de distribución por un periodo de tiempo indefinido.

Infraestructura comprendida dentro del alcance de la «CINIIF 12 - Acuerdos de concesión de servicios»

En el marco de un acuerdo de concesión de servicios «público-privado», dentro del alcance de la «CINIIF 12 - Acuerdos de concesión de servicios», el operador actúa como proveedor de servicios y, de acuerdo con las condiciones especificadas en el contrato, construye/mejora la infraestructura utilizada para prestar un servicio público y/u opera y mantiene dicha infraestructura durante los años de la concesión.

El Grupo, en calidad de operador, no contabiliza la infraestructura dentro del alcance de la CINIIF 12 bajo la cuenta «Propiedades, planta y equipo» y reconoce y mide los ingresos de acuerdo con lo dispuesto en la NIIF 15 por los servicios que presta. En particular, cuando el Grupo presta servicios de construcción o mejora, dependiendo de las características del acuerdo de concesión de servicios, reconoce:

un activo financiero, si el Grupo tiene un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero del concedente (o de un tercero por instrucción del concedente), es decir, el concedente tiene poca facultad discrecional para evitar el pago. En este caso, el concedente garantiza contractualmente el pago al operador de importes determinados o determinables o de la diferencia entre los importes percibidos de los usuarios del servicio público y los importes determinados o determinables (definidos en el contrato), y dichos pagos no dependen de la utilización de la infraestructura; y/o

un activo intangible, si el Grupo recibe el derecho

(una licencia) de cobrar a los usuarios del servicio público prestado. En este caso, el operador no tiene un derecho incondicional a recibir efectivo, ya que los importes dependen de la medida en que el público utiliza el servicio.

Si el Grupo (en calidad de operador) tiene un derecho contractual a recibir un activo intangible (un derecho a cobrar a los usuarios del servicio público), los costos por préstamos se capitalizan utilizando los criterios especificados en el apartado «Propiedades, planta y equipo».

Sin embargo, en el caso de los servicios de construcción/mejora, ambos tipos de contraprestación se clasifican generalmente como un activo contractual durante el periodo de construcción/mejora. Para mayores detalles sobre dicha contraprestación, véase la nota 9.a «Ingresos por ventas y servicios».

Arrendamientos

El Grupo posee propiedades, plantas y equipos para sus diversas actividades llevadas a cabo en virtud de contratos de arrendamiento. Al inicio de un contrato, el Grupo evalúa si el contrato constituye o contiene un arrendamiento.

Para los contratos celebrados o modificados a partir del 1 de enero de 2019, el Grupo ha aplicado la definición de arrendamiento de la NIIF 16, que se cumple si el contrato transfiere el derecho a controlar el uso de un activo identificado durante un periodo a cambio de una contraprestación.

Por el contrario, para los contratos celebrados antes del 1 de enero de 2019, el Grupo determinó si el acuerdo constituía o contenía un arrendamiento según la CINIIF 4.

El Grupo como arrendatario

Al inicio o al modificar un contrato que contiene un componente de arrendamiento y uno o más componentes adicionales de arrendamiento o de no arrendamiento, el Grupo asigna la contraprestación del contrato a cada componente de arrendamiento sobre la base de su precio independiente relativo.

El Grupo reconoce un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento en la fecha de inicio del arrendamiento (es decir, la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso).

El activo por derecho de uso representa el derecho del arrendatario a utilizar un activo subyacente durante el plazo de arrendamiento; se mide inicialmente al costo, que incluye el importe inicial del pasivo por arrendamiento actualizado por cualquier pago por arrendamiento efectuado en la fecha de inicio o antes de esta, menos cualquier incentivo por arrendamiento recibido, más cualquier costo directo inicial en el que se haya incurrido y una estimación de los costos de desmantelamiento y retiro del activo subyacente y de restauración del activo subyacente o del emplazamiento en el que se encuentra. Posteriormente, los activos por

derecho de uso se deprecian en línea recta a lo largo del plazo de arrendamiento y de la vida útil estimada de los activos por derecho de uso, el que sea menor, de la siguiente manera: (el cuadro que debería venir después de este párrafo está en otro lado)

Si el arrendamiento transfiere la propiedad del activo subyacente al Grupo al final del plazo de arrendamiento o si el costo del activo por derecho de uso refleja el hecho de que el Grupo ejercerá una opción de compra, la depreciación se calcula utilizando la vida útil estimada del activo subyacente.

Además, los activos por derecho de uso están sujetos a deterioro y se ajustan por cualquier nueva medición de los pasivos por arrendamiento.

El pasivo por arrendamiento se mide inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento que deberán realizarse durante su plazo. Para calcular el valor presente de los pagos por arrendamiento, el Grupo utiliza la tasa incremental de préstamos del arrendatario en la fecha de inicio del arrendamiento cuando la tasa de interés implícita en el arrendamiento no es fácilmente determinable.

Los pagos de arrendamiento variables que no dependen de un índice o una tasa se reconocen como gastos en el periodo en el que se produce el evento o la condición que desencadena el pago. Después de la fecha de inicio, el pasivo por arrendamiento se mide al costo amortizado

utilizando el método del interés efectivo y se vuelve a medir cuando se producen determinados acontecimientos. El Grupo aplica la exención del reconocimiento del arrendamiento a corto plazo a sus contratos de arrendamiento que tienen una duración de 12 meses o menos desde la fecha de inicio. Asimismo, aplica la exención de reconocimiento de activos de bajo valor a los contratos de arrendamiento en los que el activo subyacente es de bajo valor y cuyo importe se estima poco significativo. Por ejemplo, el Grupo mantiene arrendamientos de determinados equipos de oficina (es decir, computadoras personales, impresoras y fotocopiadoras) que se consideran de bajo valor. Los pagos por arrendamiento a corto plazo y los arrendamientos de activos de bajo valor se reconocen como gastos de forma lineal a lo largo del plazo de arrendamiento.

El Grupo presenta los activos por derecho de uso que no se ajustan a la definición de propiedad de inversión en «Propiedades, planta y equipo» y los pasivos por arrendamiento en «Préstamos».

De acuerdo con los requisitos de la norma, el Grupo presenta por separado los gastos de intereses de los pasivos por arrendamiento en la cuenta «Otros gastos financieros» y el cargo por depreciación de los activos por derecho de uso en la cuenta «Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro de valor».

	Vida residual promedio (años)
Edificios	7
Derechos de suelo de las centrales de energía renovable	30
Vehículos y otros medios de transporte	5

El Grupo como arrendador

Cuando el Grupo actúa como arrendador, determina en la fecha de inicio del arrendamiento si cada arrendamiento es un arrendamiento financiero o un arrendamiento operativo.

Los arrendamientos en los que el Grupo transfiere sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo subyacente se clasifican como arrendamientos financieros; en caso contrario, se clasifican como arrendamientos operativos. Para realizar esta evaluación, el Grupo toma en cuenta los indicadores proporcionados por la NIIF 16. Si un contrato contiene componentes de arrendamiento y de no arrendamiento, el Grupo asigna la contraprestación en el contrato aplicando la NIIF 15.

El Grupo contabiliza los ingresos por arrendamiento derivados de los arrendamientos operativos de forma lineal a lo largo de los plazos de arrendamiento y los reconoce como otros ingresos.

Propiedades de inversión

Las propiedades de inversión consisten en los bienes inmuebles del Grupo que se mantienen para la obtención de rentas por arrendamiento y/o para la apreciación del capital y no para su uso en la producción o el suministro de bienes y servicios. Las propiedades de inversión se miden al costo de adquisición menos la depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro de valor acumuladas.

Las propiedades de inversión, excluidos los terrenos, se deprecian en línea recta a lo largo de la vida útil de los activos correspondientes. Las pérdidas por deterioro de valor se determinan sobre la base de los criterios que se describen a continuación.

El desglose del valor razonable de las propiedades de inversión se detalla en la nota 48 «Activos y pasivos valorados a valor razonable».

Las propiedades de inversión se dan de baja cuando se han transferido (es decir, en la fecha en que el receptor obtiene el control) o cuando se retiran permanentemente del uso y no se esperan beneficios económicos futuros de su disposición. La pérdida o ganancia, reconocida en resultados, se calcula como la diferencia entre el producto neto de la disposición, determinado de acuerdo con los requisitos del precio de transacción de la NIIF 15, y el importe en libros de los activos dados de baja.

Las transferencias hacia (o desde) las propiedades de inversión solo se realizan cuando existe un cambio de uso.

Activos intangibles

Los activos intangibles son activos identificables sin sustancia física controlados por el Grupo y capaces de

generar beneficios económicos futuros. Se miden al costo de adquisición o desarrollo interno cuando es probable que el uso de dichos activos genere beneficios económicos futuros y el costo correspondiente puede determinarse de forma fiable.

El costo incluye cualquier gasto directamente atribuible que sea necesario para que los activos estén listos para su uso previsto.

Los gastos de desarrollo se reconocen como un activo intangible

solo cuando el Grupo pueda demostrar la viabilidad técnica de completar el activo, su intención y capacidad de completar el desarrollo y de utilizar o vender el activo y la disponibilidad de recursos para completar el activo.

Los costos de investigación se reconocen como gastos. Los activos intangibles con una vida útil finita se reconocen netos de la amortización acumulada y de cualquier pérdida por deterioro de valor.

La amortización se calcula en línea recta a lo largo de la vida útil estimada del elemento, que se reevalúa al menos una vez al año; cualquier cambio en las políticas de amortización se refleja de forma prospectiva. La amortización se inicia cuando el activo está listo para su uso. En consecuencia, los activos intangibles que aún no están disponibles para su uso no se amortizan, sino que se comprueba su deterioro al menos una vez al año.

Los activos intangibles del Grupo tienen una vida útil finita, a excepción de una serie de concesiones y de la plusvalía.

Los activos intangibles con vida útil indefinida no se amortizan, sino que se comprueba su deterioro anualmente.

La evaluación de la vida útil indefinida se revisa anualmente para determinar si la vida útil indefinida continua siendo sostenible. En caso contrario, el cambio de vida útil de indefinida a finita se contabiliza como un cambio de estimación contable. Los activos intangibles se dan de baja en el momento de su enajenación (en la fecha en que el receptor obtiene el control) o cuando no se esperan beneficios económicos futuros de su uso o disposición.

Cualquier ganancia o pérdida, reconocida en resultados, se calcula como la diferencia entre la contraprestación neta recibida en la disposición, determinada de acuerdo con las disposiciones de la NIIF 15 relativas al precio de transacción, y el importe en libros de los activos dados de baja. La vida útil estimada de los principales activos intangibles, distinguiendo entre los generados internamente y los adquiridos, es la siguiente:

<u>Activos intangibles procedentes de acuerdos de concesión de servicios:</u>	
- generados internamente	-
- adquiridos	5 años
<u>Otros:</u>	
- generados internamente	2-28 años
- adquiridos	1-28 años

<u>Gastos de desarrollo:</u>	
- generados internamente	2-26 años
- adquiridos	3-26 años
<u>Patentes industriales y derechos de propiedad intelectual:</u>	
- generados internamente	3-10 años
- adquiridos	2-50 años
<u>Concesiones, licencias, marcas y derechos similares:</u>	
- generados internamente	20 años
- adquiridos	1-40 años

El Grupo también presenta los costos para obtener un contrato con un cliente que se capitalizan de acuerdo con la NIIF 15 como activos intangibles.

El Grupo reconoce estos costos como un activo solo si: los costos son incrementales, es decir, se atribuyen directamente a un contrato identificado y el Grupo no habría incurrido en ellos si no se hubiera obtenido el contrato;

el Grupo espera recuperarlos mediante reembolsos (recuperabilidad directa) o el margen (recuperabilidad indirecta).

En particular, el Grupo por lo general capitaliza los honorarios y las comisiones comerciales pagados a los agentes por dichos contratos si se cumplen los criterios de capitalización.

Los costos capitalizados de contratos con clientes se amortizan de forma sistemática, de acuerdo con el patrón de transferencia de los bienes o servicios a los que se refieren, y se someten a pruebas de deterioro de valor para identificar cualquier pérdida por deterioro de valor en la medida en que el importe en libros del activo reconocido exceda el importe recuperable.

El Grupo amortiza los costos capitalizados de los contratos con clientes en línea recta a lo largo del periodo previsto para la obtención de beneficios provenientes del contrato (es decir, la duración promedio de la relación con el cliente); cualquier cambio en las políticas de amortización se refleja de forma prospectiva.

Plusvalía

La plusvalía representa los beneficios económicos futuros derivados de otros activos adquiridos en una combinación de negocios que no están identificados individualmente ni reconocidos por separado. Para mayores detalles, véase la sección de las políticas contables denominada «Combinaciones de negocios».

La plusvalía resultante de la adquisición de subsidiarias se reconoce por separado. Tras su reconocimiento inicial, la plusvalía no se amortiza, sino que se comprueba su deterioro al menos una vez al año como parte de la UGE a la que pertenece.

Para comprobar el deterioro, la plusvalía se asigna, desde la fecha de adquisición, a cada UGE que se espera que se beneficie de las sinergias de la combinación.

La plusvalía relativa a las participaciones en asociadas y en negocios conjuntos se incluye en su importe en libros.

Deterioro de los activos no financieros

En cada fecha de presentación, las cuentas referidas a propiedades, planta y equipo, propiedades de inversión, activos intangibles, activos por derecho de uso, plusvalía y participaciones en asociadas/negocios conjuntos se revisan para determinar si existen indicios de deterioro de valor.

Las UGE a las que se asigna la plusvalía, los activos intangibles con una vida útil indefinida y los activos intangibles que aún no están disponibles para su uso se someten a pruebas de recuperabilidad anualmente o con mayor frecuencia si existe evidencia que sugiere que los activos pueden deteriorarse.

Si existe tal evidencia, el importe recuperable de cualquier activo involucrado se estima en función del uso del activo y de su futura disposición, de acuerdo con el Plan de Negocio más reciente del Grupo. Para la estimación del importe recuperable, véase la nota 2.1 «Uso de estimaciones y criterios de la gerencia».

El importe recuperable se determina para un activo individual, a menos que el activo no genere entradas de efectivo que sean en gran medida independientes de las de otros activos o grupos de activos y, por tanto, se determine para la UGE a la que pertenece el activo.

Si el importe en libros de un activo o de una UGE a la que está asignado excede su importe recuperable, se reconoce una pérdida por deterioro de valor en el resultado y se presenta en la cuenta «Depreciación, amortización y otras pérdidas por deterioro de valor». Las pérdidas por deterioro de valor de las UGE se cargan en primer lugar al importe en libros de cualquier plusvalía que se le atribuya y, a continuación, a los demás activos, en proporción a su importe en libros.

Si los motivos de una pérdida por deterioro de valor previamente reconocida dejan de ser aplicables, el importe en libros del activo se restablece en resultados, en la cuenta «Depreciación, amortización y otras pérdidas por deterioro», por un importe que no excederá el importe en libros que habría tenido el activo si no se hubiera reconocido la pérdida por deterioro de valor. El importe original de la plusvalía no se restablece aunque en años posteriores ya no sean aplicables los motivos del deterioro.

Si determinados activos identificados de propiedad del Grupo se ven afectados por condiciones económicas u operativas adversas que menoscaban su capacidad de contribuir a la generación de flujos de efectivo, pueden aislarse del resto de los activos de la UGE, someterse a un análisis separado de su recuperabilidad y deteriorarse cuando sea necesario.

Los inventarios se miden al menor valor entre el costo y el valor neto realizable, excepto en el caso de los inventarios destinados a actividades comerciales, que se miden a su valor razonable y se reconocen en resultados. El costo se determina sobre la base del costo promedio ponderado, que incluye los gastos accesorios correspondientes. El valor neto realizable estimado es el precio estimado de venta normal, neto de los costos estimados de venta o, en su caso, el costo de reposición.

En el caso de la parte de los inventarios destinados a la liquidación de las ventas ya realizadas, el valor neto realizable se determina a partir del importe establecido en el contrato de venta.

Los inventarios incluyen los certificados medioambientales (por ejemplo, los certificados verdes, los certificados de eficiencia energética y los derechos de emisión de CO₂ europeos) que no se utilizaron para el cumplimiento en el periodo de presentación. En cuanto a los derechos de emisión de CO₂, los inventarios se reparten entre la cartera de negociación y la cartera de cumplimiento, es decir, los utilizados para cumplir con los requisitos de emisiones de gases de efecto invernadero. Dentro de esta última, los derechos de emisión de CO₂ se asignan a las subcarteras en función del año de cumplimiento al que han sido asignados.

Los inventarios también incluyen las existencias de combustible nuclear, cuya utilización se determina en función de la electricidad generada.

Los materiales y otros consumibles (incluidos los *commodities* energéticos) que se mantienen para su uso en la producción no se rebajan si se espera que el producto final al que se incorporen se venda a un precio suficiente para permitir la recuperación del costo incurrido.

Instrumentos financieros

Los instrumentos financieros son cualquier contrato que da lugar a un activo financiero de una entidad y a un pasivo financiero o instrumento de patrimonio de otra entidad; se reconocen y se miden de acuerdo con la NIC 32 y la NIIF 9.

Un activo o pasivo financiero se reconoce en los estados financieros consolidados cuando, y solo cuando, el Grupo se convierte en parte de la disposición contractual del instrumento (es decir, la fecha de negociación).

Las cuentas por cobrar comerciales derivadas de contratos con clientes, dentro del alcance de la NIIF 15, se miden inicialmente a su precio de transacción (tal como se define en la NIIF 15) si dichas cuentas por cobrar no contienen un componente financiero significativo o cuando el Grupo aplica la solución práctica permitida por la NIIF 15. Por el contrario, el Grupo mide inicialmente los activos financieros distintos de las cuentas por cobrar mencionadas a su valor razonable más, en el caso de un activo financiero no medido a valor razonable con cambios en resultados, los costos de la transacción.

Los activos financieros se clasifican, en el momento de su reconocimiento inicial, como activos financieros a costo amortizado, a valor razonable con cambios en otro resultado integral y a valor razonable con cambios en resultados, atendiendo tanto al modelo de negocio del Grupo como a las características contractuales de los

flujos de efectivo del instrumento.

Para tales efectos, la evaluación para determinar si el instrumento da lugar a flujos de efectivo que son únicamente pagos de principal e intereses (SPPI) sobre el importe del principal pendiente se denomina prueba SPPI y se realiza a nivel de instrumento.

El modelo de negocio del Grupo para la gestión de activos financieros

se refiere a cómo gestiona sus activos financieros para generar flujos de efectivo. El modelo de negocio determina si los flujos de efectivo se derivarán del cobro de los flujos de efectivo contractuales, de la venta de los activos financieros o de ambos.

Para efectos de medición posterior, los activos financieros se clasifican en cuatro categorías:

activos financieros medidos a costo amortizado (instrumentos de deuda);

activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado integral con reclasificación de ganancias y pérdidas acumuladas (instrumentos de deuda);

activos financieros designados a valor razonable con cambios en resultados sin reclasificación de ganancias y pérdidas acumuladas al ser dados de baja (instrumentos de patrimonio); y

activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

Activos financieros medidos a costo amortizado

Esta categoría incluye principalmente las cuentas por cobrar comerciales, los otros activos financieros y los activos por préstamos.

Los activos financieros a costo amortizado se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es mantener los activos financieros para cobrar los flujos de efectivo contractuales y cuyas condiciones contractuales dan lugar, en fechas determinadas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos de principal e intereses sobre el importe del principal pendiente.

Estos activos se reconocen inicialmente a su valor razonable, ajustado por los costos de la transacción, y posteriormente se miden a su costo amortizado utilizando el método del interés efectivo y están sujetos a deterioro de valor.

Las ganancias y pérdidas se reconocen en el resultado cuando el activo se da de baja, se modifica o se deteriora.

Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado integral (FVOCI) - Instrumentos de deuda

Esta categoría incluye principalmente los títulos de deuda cotizados que posee la compañía de reaseguros del Grupo y que no se clasifican como mantenidos para negociar.

Los activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado integral son activos mantenidos dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo se logra tanto mediante el cobro de flujos de efectivo contractuales como mediante la venta de activos financieros y cuyos flujos de efectivo

contractuales dan lugar, en fechas determinadas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos de principal e intereses sobre el importe del principal pendiente.

Los cambios en el valor razonable de estos activos financieros se reconocen en otro resultado integral, así como las correcciones de valor por pérdidas que no reducen el importe en libros de los activos financieros.

Cuando se da de baja un activo financiero (por ejemplo, en el momento de la venta), las pérdidas y ganancias acumuladas que se reconocían previamente en el patrimonio (excepto el deterioro de valor y las pérdidas y ganancias por cambio de divisas que deben reconocerse en el resultado) se revierten al resultado.

Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado integral (FVOCI) - Instrumentos de patrimonio

Esta categoría incluye principalmente las inversiones de capital en entidades que no cotizan en bolsa designadas irrevocablemente como tales en el momento de su reconocimiento inicial.

Las pérdidas y ganancias de estos activos financieros nunca se reclasifican en el resultado. El Grupo puede transferir la ganancia o pérdida acumulada dentro del patrimonio.

Los instrumentos de patrimonio designados a valor razonable con cambios en otro resultado integral no están sujetos a pruebas de deterioro de valor.

Los dividendos de estas inversiones se reconocen en el resultado, a menos que representen claramente la recuperación de una parte del costo de la inversión.

Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Esta categoría incluye principalmente: valores, inversiones de capital en otras empresas, inversiones financieras en fondos mantenidos para su negociación y activos financieros designados a valor razonable con cambios en resultados en su reconocimiento inicial.

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados son:

activos financieros con flujos de efectivo que no son únicamente pagos de principal e intereses, independientemente del modelo de negocio;

activos financieros mantenidos para negociar, porque se adquieren o incurren principalmente con el fin de venderlos o recomprarlos a corto plazo;

instrumentos de deuda designados en el momento de su reconocimiento inicial, con arreglo a la opción permitida por la NIIF 9 (opción del valor razonable), si al hacerlo se elimina, o se reduce significativamente, una incongruencia contable;

derivados, incluidos los derivados implícitos separados, mantenidos para negociar o no designados como instrumentos de cobertura eficaces.

Estos activos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable, y las pérdidas y ganancias posteriores derivadas de los cambios en su valor razonable se reconocen en resultados.

Esta categoría también incluye las inversiones de capital

cotizadas que el Grupo no había elegido irrevocablemente clasificar al valor razonable con cambios en otro resultado integral. Los dividendos de las inversiones de capital cotizadas también se reconocen como otros ingresos en el estado de resultados cuando se ha establecido el derecho de pago.

Los activos financieros que califican como contraprestaciones contingentes también se miden a valor razonable con cambios en resultados.

Deterioro de los activos financieros

En cada fecha de presentación, el Grupo reconoce una corrección de valor por pérdidas crediticias esperadas en las cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros medidos a costo amortizado,

los instrumentos de deuda medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral, los activos por contratos y todos los demás activos comprendidos dentro del alcance.

En cumplimiento de la NIIF 9, a partir del 1 de enero de 2018, el Grupo adoptó un nuevo modelo de deterioro de valor basado en la determinación de las pérdidas crediticias esperadas (ECL, por sus siglas en inglés) utilizando un enfoque prospectivo. En esencia, el modelo prevé:

- la aplicación de un marco único para todos los activos financieros;
- el reconocimiento de las pérdidas crediticias esperadas de forma continua y la actualización del importe de dichas pérdidas al final de cada período de presentación, reflejando los cambios en el riesgo crediticio del instrumento financiero;
- la medición de las pérdidas esperadas sobre la base de información razonable, obtenible sin costos indebidos, acerca de los acontecimientos pasados, las condiciones actuales y las proyecciones de las condiciones futuras.

En el caso de las cuentas por cobrar comerciales, los activos por contratos y las cuentas por cobrar por arrendamiento, incluidas las que tienen un componente financiero significativo, el Grupo adopta el enfoque simplificado, que consiste en la determinación de las pérdidas crediticias esperadas a lo largo de un período correspondiente a toda la vida de la cuenta por cobrar, generalmente equivalente a 12 meses. Para todos los activos financieros distintos de las cuentas por cobrar comerciales, los activos por contratos y las cuentas por cobrar por arrendamiento, el Grupo aplica el enfoque general de la NIIF 9, basado en la evaluación de un aumento significativo del riesgo de crédito desde el reconocimiento inicial. Según este enfoque, se reconoce una corrección de valor por pérdidas en los activos financieros por un importe equivalente a las pérdidas crediticias esperadas durante su tiempo de vida, si el riesgo crediticio de esos activos financieros ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial, tomando en cuenta toda la información razonable y sustentable, incluidos también los datos de entrada prospectivos.

Si en la fecha de presentación el riesgo crediticio de los activos financieros no ha aumentado

significativamente desde el reconocimiento inicial, el Grupo mide la corrección de valor por pérdidas de esos activos financieros por un importe equivalente a las pérdidas crediticias esperadas a 12 meses.

En el caso de los activos financieros para los que se ha reconocido una corrección de valor por pérdidas equivalente a las pérdidas crediticias esperadas durante su tiempo de vida, el Grupo mide la corrección de valor por pérdidas por un importe equivalente a las pérdidas crediticias esperadas a lo largo de 12 meses cuando deja de cumplirse la condición de un aumento significativo del riesgo crediticio.

El Grupo reconoce en resultados, como pérdida o ganancia por deterioro de valor, el importe de las pérdidas crediticias esperadas (o reversión) que se requiere para ajustar la corrección de valor por pérdidas en la fecha de presentación al importe que se requiere recuperar de acuerdo con la NIIF 9.

El Grupo aplica la exención por bajo riesgo crediticio, evitando

el reconocimiento de correcciones de valor por pérdidas por un importe equivalente a las pérdidas crediticias esperadas durante su tiempo de vida debido a un aumento significativo del riesgo crediticio de los títulos de deuda a valor razonable con cambios en otro resultado integral, cuya contraparte tiene una sólida capacidad financiera para cumplir con sus obligaciones contractuales de flujos de efectivo (por ejemplo, grado de inversión).

Para mayor información sobre el deterioro de valor de los activos financieros, véase la nota 44 «Instrumentos financieros por categoría».

Efectivo y equivalentes de efectivo

Esta categoría incluye los depósitos disponibles a la vista o a muy corto plazo, así como las inversiones financieras a corto plazo de gran liquidez que son fácilmente convertibles en un monto conocido de efectivo y que están sujetas a un riesgo insignificante de cambios de valor.

Además, para efectos del estado de flujos de efectivo consolidado, el efectivo y los equivalentes de efectivo no incluyen los sobregiros bancarios al final del período.

Pasivos financieros a costo amortizado

Esta categoría incluye principalmente los préstamos, las cuentas por cobrar comerciales, los pasivos por arrendamiento y los instrumentos de deuda.

Los pasivos financieros, distintos de los derivados, se reconocen cuando el Grupo se convierte en parte de las cláusulas contractuales del instrumento y se miden inicialmente a su valor razonable ajustado por los costos de operación directamente atribuibles. Posteriormente, los pasivos financieros se miden al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Los pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados incluyen los pasivos financieros mantenidos para negociar y los pasivos financieros designados en su reconocimiento inicial como a valor razonable con cambios en resultados.

Los pasivos financieros se clasifican como mantenidos para negociar si se incurre en ellos con el propósito de recomprarlos a corto plazo. En esta categoría se incluyen también los instrumentos financieros derivados suscritos por el Grupo que no se designan como instrumentos de cobertura en las relaciones de cobertura según lo definido por la NIIF 9. Los derivados implícitos separados también se clasifican como a valor razonable con cambios en resultados, a menos que se designen como instrumentos de cobertura eficaces.

Las ganancias o pérdidas de los pasivos a valor razonable con cambios en resultados se reconocen en el

resultado del período.

Los pasivos financieros designados en el momento de su reconocimiento inicial a valor razonable con cambios en resultados se designan en la fecha inicial de reconocimiento, solo si se cumplen los criterios de la NIIF 9.

En este caso, la parte del cambio en el valor razonable atribuida al riesgo crediticio propio se reconoce en otro resultado integral.

El Grupo no ha designado ningún pasivo financiero como a valor razonable

con cambios en resultados, en el momento de su reconocimiento inicial. Los pasivos financieros que califican como contraprestación contingente también se miden a valor razonable con cambios en resultados.

Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja cuando se cumple una de las siguientes condiciones:

- ' el derecho contractual a recibir los flujos de efectivo asociados al activo vence;
- el Grupo ha transferido sustancialmente todos los riesgos y ventajas asociados al activo, transfiriendo sus derechos a recibir los flujos de efectivo del activo o asumiendo una obligación contractual de pagar dichos flujos de efectivo a uno o más beneficiarios en virtud de un contrato que cumple los requisitos previstos en la NIIF 9 (la «prueba de transferencia»);
- ' el Grupo no ha transferido o retenido sustancialmente todos los riesgos y ventajas asociados al activo, pero ha transferido el control sobre este.

Los pasivos financieros se dan de baja cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación contractual ha sido objeto de cumplimiento, resolución o vencimiento.

Cuando un pasivo financiero existente es sustituido por otro del mismo prestamista en condiciones sustancialmente diferentes, o se modifican sustancialmente las condiciones de un pasivo existente, dicho intercambio o modificación se trata como la baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo. La diferencia de los respectivos importes en libros se reconoce en resultados.

Instrumentos financieros derivados

Un derivado es un instrumento financiero u otro contrato: cuyo valor cambia en respuesta a los cambios de una variable subyacente, como una tasa de interés, el precio de un *commodity* o el precio de un título valor, un tipo de cambio, un índice de precios o de tipos, una calificación crediticia u otra variable;

- ' que no requiere ninguna inversión neta inicial, o que es menor a la que se requeriría para un contrato con una respuesta similar a los cambios en los factores del mercado;
- ' que se liquida en una fecha futura.

Los instrumentos derivados se clasifican como activos o pasivos financieros en función de su valor razonable positivo o negativo, y se clasifican como «mantenidos para negociar» dentro de Otros modelos de negocio» y se miden a su valor razonable con cambios en resultados, excepto los designados como instrumentos de cobertura eficaces.

Para mayores detalles sobre la contabilidad de coberturas, consulte la nota 47 «Derivados y contabilidad de coberturas».

Todos los derivados mantenidos para su negociación se clasifican como activos o pasivos corrientes.

Los derivados que no se mantienen con fines de negociación, pero que se miden a valor razonable con cambios en resultados al no cumplir con los requisitos de la contabilidad de coberturas, y los derivados designados como instrumentos de cobertura eficaces se clasifican como corrientes o no corrientes

sobre la base de su fecha de vencimiento y la intención del Grupo de mantener o no el instrumento financiero hasta su vencimiento.

Derivados implícitos

Un derivado implícito es un derivado incluido en un contrato «combinado» (el denominado «instrumento híbrido») que contiene otro contrato no derivado (el denominado «contrato anfitrión») y que da lugar a una parte o a la totalidad de los flujos de efectivo del contrato combinado.

Los principales contratos del Grupo que pueden contener derivados implícitos son los contratos de compra o venta de elementos no financieros con cláusulas u opciones que afectan el precio, el volumen o el vencimiento del contrato.

Un derivado implícito en un contrato híbrido que contenga un anfitrión de activo financiero no se contabiliza por separado. El anfitrión de activo financiero, junto con el derivado implícito, debe clasificarse en su totalidad como un activo financiero a valor razonable con cambios en resultados.

Los contratos que no representan instrumentos financieros que deban medirse a valor razonable se analizan para identificar cualquier derivado implícito, que debe separarse y medirse a valor razonable. Este análisis se lleva a cabo cuando el Grupo se convierte en parte del contrato o cuando el contrato se renegocia de manera que cambia significativamente los flujos de efectivo asociados originalmente.

Los derivados implícitos se separan del contrato anfitrión y se contabilizan como derivados cuando:

- ' el contrato anfitrión no es un instrumento financiero medido a valor razonable con cambios en resultados;
- los riesgos económicos y las características del derivado implícito no están estrechamente relacionados con los del contrato anfitrión;
- un contrato independiente con las mismas condiciones que el derivado implícito cumpliría la definición de derivado.

Los derivados implícitos que se separan del contrato anfitrión se reconocen en los estados financieros consolidados a valor razonable, y los cambios se reconocen en resultados (excepto cuando el derivado implícito forma parte de una relación de cobertura designada).

Contratos de compra o venta de elementos no financieros

En general, los contratos de compra o venta de elementos no financieros que se suscriben y se mantienen para su recepción o entrega de acuerdo con las necesidades regulares de compra, venta o uso previstas del Grupo quedan excluidos del alcance de la NIIF 9 y se reconocen como contratos pendientes de ejecución, de acuerdo con la «exención por uso propio».

Un contrato de compra o venta de elementos no financieros se clasifica como

«compra o venta regular» si se suscribe:

- ' para efectos de la entrega física;
- ' en función de las necesidades de compra, venta o uso previstas de la entidad.

Por otra parte, los contratos de compra o venta de elementos no financieros con entrega física (por ejemplo, los contratos *forward* a precio fijo sobre *commodities* energéticos) no pueden acogerse a la exención por uso propio y solo se reconocen como derivados medidos a valor razonable con cambios en resultados si:

- ' se pueden liquidar en efectivo en términos netos; y
- ' no se suscriben de acuerdo con las necesidades de compra, venta o uso previstas del Grupo.

Por lo tanto, a partir de la fecha de negociación, estos contratos se reconocen a valor razonable con cambios en resultados (FVTPL, por sus siglas en inglés) o como «Otros ingresos» en el caso de los contratos de venta de elementos no financieros (véase la nota «Ingresos») o como «Electricidad, gas y combustible» o «Servicios y otros materiales» en el caso de los contratos de compra de elementos no financieros (véase, respectivamente, la nota 10.a «Electricidad, gas y combustible» y la nota 10.b «Servicios y otros materiales»).

El Grupo analiza de forma continua todos los contratos de compra o venta de activos no financieros, con especial atención a las compras y ventas a plazo de electricidad y *commodities* energéticos, para determinar si deben clasificarse y tratarse según lo dispuesto en la NIIF 9 o si se han suscrito para «uso propio».

Compensación de activos y pasivos financieros

El Grupo compensa los activos y pasivos financieros cuando:

- ' existe un derecho legalmente exigible a compensar los importes reconocidos; y
- ' existe la intención de liquidar por el importe neto o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

Hiperinflación

En una economía hiperinflacionaria, el Grupo realiza el ajuste de las partidas no monetarias, el patrimonio y las partidas derivadas de contratos indexados hasta el límite del importe recuperable, utilizando un índice de precios que refleje la evolución del poder adquisitivo general. Los efectos de la aplicación inicial se reconocen en el patrimonio, neto de efectos fiscales. Por el

contrario, durante el periodo de hiperinflación (hasta su cese), la ganancia o pérdida resultante de los ajustes se reconoce en resultados y se revela por separado en los ingresos y gastos financieros.

A partir de 2018, esta norma se aplica a las operaciones del Grupo en Argentina, cuya economía ha sido declarada hiperinflacionaria desde el 1 de julio de 2018.

Activos no corrientes (o grupos de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas

Los activos no corrientes (o grupos de activos para su disposición) se clasifican como mantenidos para la venta si su importe en libros se recupera principalmente a través de una transacción de venta, en lugar de mediante su uso continuo.

Este criterio de clasificación solo es aplicable cuando los activos no corrientes (o grupos de activos para su disposición) están disponibles en su estado actual para su venta inmediata y esta es altamente probable. Si el Grupo está comprometido con un plan de venta que implique la pérdida de control de una subsidiaria y se cumplen los requisitos previstos en la NIIF 5, todos los activos y pasivos de esa subsidiaria se clasifican como mantenidos para la venta cuando se cumplen los criterios de clasificación, independientemente de que el Grupo conserve una participación no controladora en su antigua subsidiaria después de ocurrida la venta.

El Grupo aplica estos criterios de clasificación previstos en la NIIF 5 a una inversión, o a una parte de una inversión, en una asociada o un negocio conjunto. Cualquier parte retenida de una inversión en una asociada o un negocio conjunto que no haya sido clasificada como mantenida para la venta se contabiliza utilizando el método de la participación hasta que se produzca la disposición de la parte clasificada como mantenida para la venta.

Los activos no corrientes (o grupos de activos para su disposición) y los pasivos de los grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta se presentan por separado de otros activos y pasivos en el estado de situación financiera.

Los importes presentados para los activos no corrientes o para los activos y pasivos de los grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta no se reclasifican ni se vuelven a presentar para los períodos anteriores presentados.

Inmediatamente antes de la clasificación inicial de los activos no corrientes (o grupos de activos para su disposición) como mantenidos para la venta, los importes en libros de dichos activos (o grupos de activos para su disposición) se miden de acuerdo con la norma contable aplicable a esos activos o pasivos. Los activos no corrientes (o grupos de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta se miden al menor valor entre su importe en libros y su valor razonable menos los costos de venta. Las pérdidas por deterioro por cualquier reducción inicial o posterior del valor de los activos (o grupos de activos para su disposición) hasta su valor razonable menos los costos de venta, así como las ganancias por su reversión, se reconocen en el resultado de las operaciones continuadas.

Los activos no corrientes no se deprecian (ni se amortizan) cuando se clasifican como mantenidos para la venta o mientras forman parte de un grupo de activos para su disposición clasificado como mantenido para la venta.

Si los criterios de clasificación dejan de cumplirse, el Grupo deja de clasificar los activos no corrientes (o el grupo de activos para su disposición) como mantenidos para la venta. En este caso se miden al menor de los siguientes valores:

el importe en libros antes de que el activo (o grupo de activos para su disposición) fuera clasificado como mantenido para la venta, ajustado por cualquier depreciación,

amortización o reversión de las pérdidas por deterioro que se habrían reconocido si el activo (o el grupo de activos para su disposición) no se hubiera clasificado como mantenido para la venta; y

El importe recuperable, que es equivalente al mayor entre su valor razonable neto de costos de venta y su valor de uso, calculado en la fecha de la decisión posterior de no vender.

Cualquier ajuste del importe en libros de un activo no corriente que deje de estar clasificado como mantenido para la venta se incluye en el resultado de las operaciones continuadas.

Una operación discontinuada es un componente del Grupo del cual se ha dispuesto o bien 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 único y coordinado para disponer de una línea de negocio o un área geográfica que sea significativa y pueda considerarse separada del resto; o

es una subsidiaria adquirida exclusivamente con miras a su reventa. El Grupo presenta, en una partida separada del estado de resultados, un único importe que comprende el total de:

- el resultado después de impuestos de las operaciones discontinuadas; y

La ganancia o pérdida después de impuestos reconocida en la medición a valor razonable menos los costos de venta o en la disposición de los activos o grupos de activos para su disposición que constituyen la operación discontinuada.

El importe correspondiente se reexpresa en el estado de resultados de los periodos anteriores presentados en los estados financieros, de modo que la información se refiera a todas las actividades discontinuadas al final del periodo actual de presentación. Si el Grupo deja de clasificar un componente como mantenido para la venta, los resultados del componente previamente presentado en las operaciones discontinuadas se reclasifican y se incluyen en el resultado de las operaciones continuadas para todos los periodos presentados.

Certificados ambientales

Algunas empresas del Grupo se ven afectadas por las normativas nacionales que regulan los certificados verdes y los certificados de eficiencia energética (los denominados certificados blancos), así como por el «Sistema de Comercio de Emisiones» europeo.

Los certificados verdes devengados en proporción a la electricidad generada por las centrales de energía renovable y los certificados de eficiencia energética

devengados en proporción al ahorro de energía logrado que han sido certificados por la autoridad competente, se tratan como subvenciones de funcionamiento no monetarias del gobierno y se reconocen a su valor razonable, en la cuenta «Otros ingresos de operación», con el reconocimiento de un activo en la cuenta «Otros activos no financieros», si los certificados aún no se acreditan a la cuenta de propiedad, o a la cuenta «Inventarios», si los certificados ya se han acreditado a esa cuenta.

En el momento de acreditar los certificados a la cuenta de propiedad,

se reclasifican de la cuenta «Otros activos» a la cuenta «Inventarios».

Los ingresos procedentes de la venta de estos certificados se reconocen como ingresos procedentes de contratos con clientes, con la correspondiente disminución de los inventarios.

Para contabilizar las cargas derivadas de los requisitos reglamentarios relativos a los certificados verdes, los certificados de eficiencia energética y los derechos de emisión de CO₂, el Grupo utiliza el «enfoque de pasivo neto».

De acuerdo con esta política contable, los certificados ambientales recibidos gratuitamente y los autoproducidos como resultado de las operaciones del Grupo que se utilizarán a efectos de cumplimiento se reconocen a su valor nominal (cero). Además, los gastos incurridos para obtener (en el mercado o en alguna otra transacción a título oneroso) los certificados que faltan para cumplir los requisitos de conformidad durante el período de presentación de información se reconocen en el resultado del ejercicio en la cuenta «Otros gastos de operación», ya que representan «gastos del sistema» derivados del cumplimiento de un requisito regulatorio.

Beneficios a los empleados

Las obligaciones relacionadas con los beneficios a los empleados pagadas en el momento del cese de la relación laboral o después de este, en relación con los planes de beneficios definidos u otros beneficios a largo plazo devengados durante el período de empleo, se determinan por separado para cada plan, utilizando supuestos actuariales para estimar el importe de los beneficios futuros que los empleados han devengado en la fecha de presentación (utilizando el método de la unidad de crédito proyectada). Más concretamente, el valor presente de la obligación por beneficios definidos se calcula utilizando una tasa de descuento determinada sobre la base de los rendimientos del mercado al final del período de presentación de información de los bonos empresariales de alta calidad. Si no existe un mercado amplio para los bonos empresariales de alta calidad en la moneda en la que se denomina el bono, se utiliza el rendimiento correspondiente de los valores emitidos por el gobierno.

El pasivo, neto de cualquier activo del plan, se reconoce por el principio del devengo a lo largo del período para la

consolidación (irrevocabilidad) de los derechos correspondientes. Estas valoraciones son realizadas por actuarios independientes. Si los activos del plan exceden el valor presente de la obligación por beneficios definidos correspondiente, el excedente (hasta el límite de cualquier techo) se reconoce como activo.

En lo que respecta a los pasivos/(activos) de los planes de beneficios definidos, las pérdidas y ganancias actuariales acumuladas por la medición actuarial de los pasivos, el rendimiento de los activos del plan (neto de los ingresos por intereses asociados) y el efecto del techo del activo (neto de los intereses asociados) se reconocen en otro resultado integral cuando se producen. Para otros

beneficios a largo plazo, las ganancias y pérdidas actuariales correspondientes se reconocen en los resultados.

En caso de modificación de un plan de beneficios definidos existente o de introducción de un nuevo plan, los costos de los servicios pasados se reconocen inmediatamente en el resultado.

Además, el Grupo participa en planes de aportaciones definidas, en virtud de los cuales paga aportaciones fijas a una entidad separada (un fondo) y no tiene ninguna obligación legal o implícita de pagar más aportaciones si el fondo no cuenta con activos suficientes para pagar todos los beneficios de los empleados relacionados con el servicio de los empleados en el período actual y en los anteriores. Este tipo de planes suelen tener por objeto complementar los beneficios por pensiones que se adeudan a los empleados después del cese de su relación laboral. Los costos relacionados se reconocen en resultados en función del importe de las aportaciones abonadas en el período.

Beneficios por terminación

Las obligaciones por beneficios adeudados a los empleados por la terminación anticipada de su servicio surgen de la decisión del Grupo de resolver el contrato de un empleado antes de la edad normal de retiro o de la decisión de un empleado de aceptar una oferta de beneficios a cambio de la resolución del contrato. El acontecimiento que da lugar a la obligación es el cese de la relación laboral y no el servicio del empleado. Los beneficios por terminación se reconocen en la primera de las siguientes fechas:

- ' cuando la entidad ya no puede retirar su oferta de beneficios; y
- ' cuando la entidad reconoce un costo por una reestructuración que está comprendida dentro del alcance de la NIC 37 y que implica el pago de beneficios por terminación.

Los pasivos se miden en función de la naturaleza de los beneficios a los empleados. Más concretamente, cuando los beneficios representan una mejora de otros los beneficios posempleo, el pasivo asociado se mide de acuerdo con las normas que regulan ese tipo de beneficios. En caso contrario, si se espera que los beneficios por terminación adeudados a los empleados se liquiden en su totalidad antes de que transcurran 12 meses a partir del término del

período de presentación de información, la entidad mide el pasivo de acuerdo con los requisitos para los beneficios a los empleados a corto plazo; si no se espera que se liquiden en su totalidad antes de que transcurran 12 meses a partir del término del periodo de presentación, la entidad mide el pasivo de acuerdo con los requisitos para otros beneficios a largo plazo.

Pagos basados en acciones

El Grupo realiza transacciones de pagos basados en acciones que se liquidan con instrumentos de patrimonio como parte de la política de remuneración

adoptada para el Director Ejecutivo (CEO) y el Gerente General y para el personal directivo clave.

Los planes de incentivos a largo plazo más recientes prevén la concesión a los beneficiarios de un incentivo representado por un componente de patrimonio y un componente monetario.

Con el fin de liquidar el componente de patrimonio a través de la entrega del bono consistente en acciones de Enel, se aprobó un programa de compra de acciones propias en cartera para apoyar estos planes. Para mayores detalles sobre los planes de incentivos basados en acciones, véase la nota 49 «Pagos basados en acciones». El Grupo reconoce los servicios prestados por los empleados como gastos de personal y estima indirectamente su valor, así como el correspondiente incremento del patrimonio, sobre la base del valor razonable de los instrumentos de patrimonio (es decir, las acciones de Enel) en la fecha de concesión.

Este valor razonable se basa en el precio de mercado observable de las acciones de Enel (en la bolsa de Milán), tomando en cuenta los términos y condiciones en virtud de los cuales se concedieron las acciones (a excepción de las condiciones para la consolidación (irrevocabilidad) de la concesión excluidas de la medición del valor razonable).

El costo de estas transacciones con pagos basados en acciones se reconoce en resultados, con la correspondiente anotación en una partida específica de patrimonio, a lo largo del período en que se cumplen las condiciones de servicio y rendimiento (período para la consolidación (irrevocabilidad) de la concesión).

El gasto global reconocido se ajusta en cada fecha de presentación hasta la fecha de consolidación (irrevocabilidad) de la concesión para reflejar la mejor estimación de que dispone el Grupo sobre el número de instrumentos de patrimonio para los que se cumplirán las condiciones de servicio y rendimiento distintas de las condiciones de mercado, de modo que el importe reconocido al final se base en el número efectivo de instrumentos de patrimonio que satisfacen las condiciones de servicio y rendimiento distintas de las condiciones de mercado en la fecha de consolidación (irrevocabilidad) de la concesión.

No se reconoce ningún gasto por las adjudicaciones que finalmente no se consolidan porque no se han cumplido las condiciones de rendimiento distintas de las condiciones de mercado y/o las condiciones de servicio. Por el contrario, se considera que las transacciones se han consolidado independientemente de que se cumplan las condiciones de mercado o de no consolidación, siempre que se cumplan todas las demás condiciones de rendimiento y/o servicio.

Provisiones para riesgos y gastos

Las provisiones se reconocen cuando existe una obligación legal o implícita como resultado de un evento pasado al final del periodo de presentación, cuya liquidación se espera que resulte en una salida de recursos cuyo monto puede ser estimado de manera confiable. Cuando el impacto es significativo, los devengados se determinan descontando los flujos de efectivo futuros esperados utilizando una tasa de descuento antes de impuestos que refleje la evaluación actual del mercado sobre el valor temporal del dinero y, si es posible, los riesgos específicos del pasivo.

Si la provisión se descuenta, el ajuste periódico del valor presente por el factor tiempo se reconoce como un gasto financiero.

Cuando el Grupo espera que una parte o la totalidad de los gastos sean reembolsados, el reembolso se reconoce como un activo separado, pero solo cuando el reembolso es prácticamente seguro. Cuando el pasivo está relacionado con el desmantelamiento y/o la restauración del emplazamiento en relación con la cuenta «Propiedades, planta y equipo», el reconocimiento inicial de la provisión se efectúa contra el activo relacionado y el gasto se reconoce entonces en el resultado a través de la depreciación del activo en cuestión.

Cuando el pasivo se refiere al tratamiento y almacenamiento de residuos nucleares y otros materiales radiactivos, la provisión se reconoce con cargo a los costos de operación correspondientes.

Un pasivo por reestructuración se refiere a un programa planificado y controlado por la gerencia que modifica sustancialmente el alcance de una actividad emprendida por el Grupo o la forma en que se lleva a cabo. Este pasivo se reconoce cuando se establece una obligación implícita, es decir, cuando el Grupo ha aprobado un plan de reestructuración formal detallado y ha empezado a aplicarlo o ha anunciado sus principales características a los afectados. Las provisiones no incluyen los pasivos relativos a tratamientos inciertos del impuesto a las ganancias que se reconocen como pasivos por impuestos. El Grupo podría ofrecer una garantía en relación con la venta de un producto (ya sea un bien o un servicio) de los contratos con clientes en el ámbito de la NIIF 15, de acuerdo con el contrato, la ley o sus prácticas comerciales habituales. En este caso, el Grupo evalúa si la garantía proporciona al cliente la seguridad de que el producto relacionado funcionará como fue previsto por las partes porque cumple con las especificaciones acordadas o si la garantía proporciona al cliente un servicio además de la seguridad de que el producto cumple con las especificaciones acordadas.

Luego de la evaluación, si el Grupo establece que se ofrece una garantía de seguridad, reconoce un pasivo de garantía separado y el gasto correspondiente al transferir el producto al cliente, como costos adicionales del suministro de bienes o servicios, sin atribuir ninguna parte del precio de la transacción (y, por tanto, de los ingresos) a la garantía. El pasivo se mide y se presenta como una provisión.

En caso contrario, si el Grupo determina que se proporciona una garantía de servicio, contabiliza la garantía prometida como una obligación de

desempeño de acuerdo con la NIIF 15, reconociendo el pasivo del contrato como ingreso a lo largo del periodo en que se presta el servicio de garantía y los costos asociados a medida que se incurre en ellos.

Por último, si la garantía incluye tanto un elemento de garantía como un elemento de servicio y el Grupo no puede razonablemente contabilizarlos por separado, entonces contabiliza ambas garantías juntas como una única obligación de desempeño.

En el caso de los contratos en los que los costos inevitables de cumplir con las obligaciones del contrato exceden los beneficios económicos que se espera recibir en virtud de este (contratos onerosos), el Grupo reconoce una provisión como el menor de los excesos de los costos inevitables de cumplir con las obligaciones del contrato sobre los beneficios económicos que se espera recibir en virtud de este y cualquier compensación o penalización derivada de su incumplimiento.

Los cambios en las estimaciones de las provisiones aquí mencionadas se reconocen en resultados en el periodo en que se producen los cambios, a excepción de los costos de desmantelamiento, desactivación y/o restauración resultantes de los cambios en el calendario y los costos necesarios para extinguir la obligación o de un cambio en la tasa de descuento. Estos cambios aumentan o disminuyen el importe en libros de los activos correspondientes y se imputan a los resultados a través de la depreciación. Cuando aumentan el importe en libros de los activos, también se determina si el nuevo importe en libros de los activos es totalmente recuperable. De no ser así, se reconoce una pérdida equivalente al importe irre recuperable con cargo a resultados.

Las disminuciones de las estimaciones se reconocen hasta el importe en libros de los activos. Cualquier exceso se reconoce inmediatamente en los resultados.

Para mayor información sobre los criterios de estimación adoptados en la determinación de las provisiones para el desmantelamiento y/o la restauración de propiedades, planta y equipo, especialmente las asociadas al desmantelamiento de centrales nucleares y al almacenamiento de combustible de desecho y otros materiales radiactivos, véase la nota 2.1 «Uso de estimaciones y criterios de la gerencia».

Ingresos por contratos con clientes

El Grupo reconoce los ingresos procedentes de los contratos con los clientes para representar la transferencia de los bienes o servicios comprometidos a los clientes por un importe que refleja la contraprestación a la que el Grupo espera tener derecho a cambio de dichos bienes o servicios.

El Grupo aplica este principio básico mediante un modelo de cinco pasos:

• identificar el contrato con el cliente (paso 1).

El Grupo aplica la NIIF 15 a los contratos con clientes

incluidos dentro del alcance de la norma cuando el contrato es legalmente exigible y se cumplen todos los criterios previstos para el paso 1. Si no se cumplen los criterios, cualquier contraprestación recibida del cliente se reconoce por lo general como un anticipo;

• identificar las obligaciones de desempeño en el contrato (paso 2). El Grupo identifica todos los bienes o servicios comprometidos en el contrato, separándolos en obligaciones de desempeño para

contabilizarlos por separado si son susceptibles de ser gastos distintos y diferenciados en el contexto del contrato. Como excepción, el Grupo contabiliza como una única obligación de desempeño una serie de bienes o servicios distintos que son sustancialmente iguales y que tienen el mismo patrón de transferencia al cliente a lo largo del tiempo.

Al evaluar la existencia y la naturaleza de las obligaciones de desempeño, el Grupo considera todas las características del contrato mencionadas en el paso 1.

Para cada bien o servicio distinto identificado, el Grupo determina si actúa como principal o como agente, respectivamente, si controla o no el bien o servicio especificado que se promete al cliente antes de que su control se transfiera al cliente. Cuando el Grupo actúa como agente, contabiliza los ingresos por un importe neto, que corresponde a cualquier pago o comisión a la que espera tener derecho;

' determinar el precio de la transacción (paso 3).

El precio de la transacción representa el importe de la contraprestación a la que el Grupo espera tener derecho a cambio de la transferencia de bienes o servicios a un cliente, sin incluir los importes recaudados por cuenta de terceros (por ejemplo, algunos impuestos a las ventas y al valor agregado).

El Grupo determina el precio de la transacción al inicio del contrato y lo actualiza en cada periodo de presentación para tomar en cuenta cualquier cambio en las circunstancias.

Cuando el Grupo determina el precio de la transacción, tiene en cuenta si el precio de la transacción incluye la contraprestación variable, la contraprestación distinta al efectivo recibida de un cliente, la contraprestación pagadera a un cliente y un componente de financiación significativo;

' asignar el precio de la transacción (paso 4).

El Grupo asigna el precio de la transacción al inicio del contrato a cada una de las obligaciones de desempeño separadas para representar el importe de la contraprestación a la que el Grupo espera tener derecho a cambio de la transferencia de los bienes o servicios comprometidos.

Cuando el contrato incluye una opción del cliente para adquirir bienes o servicios adicionales que representa un derecho material, el Grupo asigna el precio de la transacción a

esta obligación de desempeño (es decir, la opción) y difiere los ingresos relativos hasta que se transfieran esos bienes o servicios futuros o venza la opción.

Por lo general, el Grupo asigna el precio de la transacción sobre la base del precio de venta independiente relativo de cada bien o servicio distinto comprometido en el contrato (es decir, el precio al que el Grupo vendería ese bien o servicio por separado al cliente);

' reconocer los ingresos (paso 5).

El Grupo reconoce los ingresos cuando (o a medida que) se satisface cada obligación de desempeño mediante la transferencia del bien o servicio comprometido al cliente, que es cuando el cliente obtiene el control del bien o servicio.

Para ello, el Grupo determina en primer lugar si se cumple uno de los criterios de satisfacción a lo largo del tiempo.

Para cada obligación de desempeño cumplida a lo largo del tiempo, el Grupo reconoce los ingresos a lo largo del tiempo a través de la medición del avance hacia la completa satisfacción de esa obligación de desempeño utilizando un método de producto o un método de recursos y aplica un único método de medición del avance desde el inicio del contrato hasta su completa satisfacción y a obligaciones de desempeño similares y en circunstancias similares.

Cuando el Grupo no puede medir razonablemente el avance, reconoce los ingresos solo en la medida de los costos incurridos que se consideran recuperables.

Si la obligación de desempeño no se satisface a lo largo del tiempo, el Grupo determina el momento en que el cliente obtiene el control, considerando si los indicadores de la transferencia de control indican de manera conjunta que el cliente ha obtenido el control.

Dependiendo del tipo de transacción, los criterios generales utilizados en la NIIF 15 se resumen a continuación:

- Los ingresos procedentes de la venta de bienes se reconocen en el momento en que el cliente obtiene el control de los bienes si el Grupo considera que la venta de bienes se satisface en un momento determinado;
- Los ingresos procedentes de la prestación de servicios se reconocen sobre la base del avance hacia la completa satisfacción de la obligación de desempeño, medida con un método adecuado que represente mejor este avance si el Grupo considera que la obligación de desempeño se satisface a lo largo del tiempo. El método de costos incurridos (método de costo a costo) se considera adecuado para medir el avance, excepto cuando los análisis específicos del contrato sugieren el uso de un método alternativo, que represente mejor la obligación de desempeño del Grupo cumplida en la fecha de presentación.

El Grupo no revela la información sobre las obligaciones de desempeño restantes en los contratos existentes si la obligación de desempeño forma parte de un contrato que tiene una duración original prevista de un año o menos y si el Grupo reconoce los ingresos por el importe al que tiene derecho a facturar al cliente.

Para mayor información sobre la aplicación de este modelo de reconocimiento de ingresos, véase la nota 2.1 «Uso de estimaciones y criterios de la gerencia» y la nota 9.a «Ingresos por ventas y servicios».

Si el Grupo actúa transfiriendo bienes o servicios a un cliente antes de que este pague la contraprestación o antes de que venza el pago, reconoce un activo por contrato relacionado con

el derecho de contraprestación a cambio de bienes o servicios transferidos al cliente.

Si un cliente paga una contraprestación antes de que el Grupo le transfiera bienes o servicios, el Grupo reconoce un pasivo por contrato cuando se realiza el pago (o el pago se adeuda) que se reconoce como ingreso cuando el Grupo cumple el contrato.

Otros ingresos

El Grupo reconoce los ingresos distintos de los derivados de los contratos con los clientes principalmente en referencia a:

Los ingresos procedentes de la venta de *commodities* energéticos basados en contratos con entrega física, que no pueden acogerse a la exención por uso propio y, por tanto, se reconocen a FVTPL con arreglo a la NIIF 9;

Los cambios en el valor razonable de los contratos de venta de *commodities* energéticos con entrega física, que no pueden acogerse a la exención por uso propio y, por lo tanto, se reconocen a FVTPL con arreglo a la NIIF 9;

Los ingresos por arrendamiento operativo se contabilizan según el principio de devengo, de acuerdo con el contenido del contrato de arrendamiento correspondiente.

Otros ingresos de operación

Los otros ingresos de operación incluyen principalmente las ganancias por la disposición de activos que no son producto de las actividades regulares del Grupo y las subvenciones públicas.

Las subvenciones gubernamentales, incluidas las no monetarias, se contabilizan a su valor razonable cuando existe una garantía razonable de que se recibirán y de que el Grupo cumplirá todas las condiciones relacionadas que le impone el gobierno, las dependencias gubernamentales y organismos similares, ya sean locales, nacionales o internacionales.

Cuando los gobiernos conceden préstamos a una tasa de interés inferior a la normal, el beneficio se considera una subvención gubernamental. El préstamo se reconoce inicialmente y se mide a su valor razonable, y la subvención gubernamental se mide como la diferencia entre el importe en libros inicial del préstamo y los fondos recibidos.

Posteriormente, el préstamo se mide de acuerdo con los requisitos de los pasivos financieros. Las subvenciones gubernamentales se contabilizan en resultados de forma sistemática a lo largo de los períodos en los que el Grupo reconoce como gastos los costos que las subvenciones tienen por

finalidad compensar.

Cuando el Grupo recibe subvenciones gubernamentales en forma de transferencia de un activo no monetario para su uso, contabiliza tanto la subvención como el activo al valor razonable del activo no monetario recibido en la fecha de la transferencia.

Las subvenciones de capital, incluidas las no monetarias a valor razonable,

es decir, las recibidas para comprar, construir o adquirir de otro modo activos no corrientes (por ejemplo, un elemento de propiedades, planta

y equipo o un activo intangible), se deducen del importe en libros del activo y se reconocen en resultados a lo largo de la vida depreciable/amortizable del activo como una reducción del cargo por depreciación/amortización.

Ingresos y gastos financieros por derivados

Los ingresos y gastos financieros de los derivados incluyen:

Los ingresos y gastos de los derivados medidos a su valor razonable con cambios en resultados sobre el riesgo de tasa de interés y de divisas;

Los ingresos y gastos de los derivados de cobertura a valor razonable sobre el riesgo de tasa de interés;

Los ingresos y gastos de los derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre los riesgos de tasas de interés y de divisas.

Otros ingresos y gastos financieros

Para todos los activos y pasivos financieros valorados a costo amortizado y los activos financieros que devengan intereses clasificados como a valor razonable con cambios en otro resultado integral, los ingresos y gastos financieros se reconocen utilizando el método de la tasa de interés efectiva. La tasa de interés efectiva es la tasa a la cual se descuentan exactamente los pagos o cobros futuros de efectivo estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero o de un período más corto, en su caso, al importe en libros del activo o pasivo financiero.

Los ingresos financieros se reconocen en la medida en que es probable que los beneficios económicos fluyan hacia el Grupo y el importe pueda medirse de manera fiable.

Los otros ingresos y gastos financieros incluyen también los cambios en el valor razonable de los instrumentos financieros distintos de los derivados.

Dividendos

Los dividendos se reconocen cuando se establece el derecho incondicional a recibir el pago.

Los dividendos y los dividendos a cuenta por pagar a los accionistas de la Sociedad Matriz se reconocen como cambios en el patrimonio en el periodo en que son aprobados por la Junta de Accionistas y el Directorio, respectivamente.

Impuestos a las ganancias

Impuestos a las ganancias corrientes

Los ingresos corrientes del periodo, que se reconocen en «pasivos por impuesto a las ganancias», netos de pagos a cuenta, o en «activos por impuestos» cuando existe un saldo acreedor, se determinan utilizando una estimación de la renta imponible y de conformidad con la normativa aplicable.

En particular, dichos pasivos y activos se determinan mediante la aplicación de

las tasas impositivas y las leyes fiscales promulgadas o prácticamente promulgadas al final del período de presentación en los países donde se han generado los ingresos imponibles. Los impuestos a las ganancias corrientes se reconocen en el resultado, a excepción de los impuestos a las ganancias corrientes relacionados con las partidas reconocidas fuera del resultado que se reconocen en el patrimonio.

Impuesto diferido

Los pasivos y activos por impuestos diferidos se calculan sobre las diferencias temporales entre los importes en libros de los pasivos y activos en los estados financieros y sus correspondientes importes reconocidos para efectos tributarios sobre la base de las tasas impositivas vigentes en la fecha en que la diferencia temporal se revertirá, lo que se determina sobre la base de las tasas impositivas promulgadas o prácticamente promulgadas al término del período de presentación.

Los pasivos por impuestos diferidos se reconocen para todas las diferencias temporales imponibles, excepto cuando dicho pasivo surge del reconocimiento inicial de la plusvalía o en relación con las diferencias temporales imponibles asociadas a las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos, cuando el Grupo puede controlar el momento de la reversión de las diferencias temporales y es probable que estas no se reviertan en un futuro previsible.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen para todas las diferencias temporales deducibles, el arrastre de pérdidas fiscales y los créditos fiscales no utilizados. Para mayor información sobre la recuperabilidad de estos activos, véase el apartado correspondiente del análisis de estimaciones.

Los impuestos y pasivos diferidos se reconocen en el resultado, a excepción de los relativos a las partidas reconocidas fuera del resultado que se reconocen en el patrimonio.

Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos solo se compensan si existe un derecho legalmente exigible a compensar los activos por impuestos corrientes con los pasivos por impuestos corrientes y cuando se refieren a impuestos a las ganancias gravados por la misma autoridad fiscal sobre la misma entidad

fiscal o sobre diferentes entidades fiscales que tengan la intención de liquidar los pasivos y los activos por impuestos corrientes por su importe neto, o de realizar los activos y liquidar los pasivos simultáneamente, en cada período futuro en el que se espera liquidar o recuperar importes significativos de pasivos o activos por impuestos diferidos.

Incertidumbre sobre el tratamiento del impuesto a las ganancias

A la hora de definir la «incertidumbre», se considerará si un determinado tratamiento fiscal será aceptado por la autoridad fiscal pertinente. Si se considera probable que el tratamiento fiscal sea aceptado (donde el término «probable» se define

como «lo más probable»), entonces el Grupo reconoce y mide sus activos o pasivos por impuestos corrientes o diferidos aplicando los requisitos de la NIC 12.

Por el contrario, cuando el Grupo considera que no es probable que la autoridad fiscal acepte el tratamiento fiscal para efectos del impuesto a las ganancias, el Grupo refleja la incertidumbre de la manera que mejor predice la solución del tratamiento fiscal incierto. El Grupo determina si considera cada tratamiento fiscal incierto por separado o junto con uno o más tratamientos fiscales inciertos, en función de qué enfoque proporciona mejores proyecciones sobre la solución de la incertidumbre. Al evaluar si la incertidumbre afecta el tratamiento fiscal y la forma en que ello ocurre, el Grupo asume que la autoridad fiscal aceptará o no un tratamiento fiscal incierto suponiendo que la autoridad fiscal examinará los importes que tiene derecho a examinar y tendrá pleno conocimiento de toda la información relacionada al realizar esos exámenes. El Grupo refleja el efecto de la incertidumbre en la contabilización de los impuestos corrientes y diferidos utilizando el método del valor esperado o el del el importe más probable, según el método que pronostique la mejor la solución de la incertidumbre.

Dado que las posiciones fiscales inciertas se ajustan a la definición de impuestos a las ganancias, el Grupo presenta los pasivos/activos por impuestos inciertos como pasivos/activos por impuestos corrientes o pasivos/activos por impuestos diferidos.

3. Normas e interpretaciones nuevas y modificadas

El Grupo ha aplicado las siguientes normas, interpretaciones y modificaciones que entraron en vigor el 1 de enero de 2020.

«*Modificaciones a la NIIF 3 - Definición de negocio*», emitidas en octubre de 2018, tiene por objeto ayudar a las empresas a determinar si un conjunto integrado de actividades y activos constituye un negocio. Más concretamente, las modificaciones aclaran que un negocio, considerado como un conjunto integrado de actividades y activos, debe incluir, como mínimo, un insumo y un proceso sustantivo que, en conjunto, contribuyan de forma significativa a la capacidad de crear productos. En consecuencia, las modificaciones aclaran que una empresa no puede existir sin incluir los insumos y los procesos sustantivos necesarios para producir productos. La definición de «producto», modificada por estas modificaciones, se centra en los

bienes y servicios entregados a los clientes, en los ingresos por inversiones y en otros ingresos, y excluye la rentabilidad en forma de menores costos u otros beneficios económicos. «*Modificaciones de la NIC 1 y la NIC 8 - Definición de Material*», emitidas en octubre de 2018, para concordar la definición de

«material» entre las normas contables y el Marco Conceptual para la Información Financiera y aclarar una serie de aspectos. La definición de material es la siguiente: «la información es

material si se puede esperar razonablemente que su omisión, su presentación errónea o su ocultamiento, influyan en las decisiones que los usuarios primarios de los estados financieros con fines generales adoptan sobre la base de dichos estados financieros, que proporcionan información financiera sobre una entidad específica encargada de presentar la información». Más concretamente, las modificaciones aclaran que:

- "ocultamiento de la información» se refiere a las situaciones en las que el efecto para los usuarios de los estados financieros es similar a la omisión o la inexactitud de la información cuya materialidad se evalúa en el contexto de los estados financieros tomados en su conjunto;

Los «usuarios primarios de los estados financieros», a los que se dirigen los estados financieros de propósito general, son «los inversores, los prestamistas y otros acreedores actuales y potenciales» que deben basarse en los estados financieros de propósito general para obtener gran parte de la información financiera que necesitan; y

La «materialidad» depende de la naturaleza o la magnitud de la información, o de ambas. Una entidad evalúa si la información, ya sea individualmente o en combinación con otra información, es material en el contexto de sus estados financieros tomados en su conjunto. Una declaración inexacta es material si puede esperarse razonablemente que influya en las decisiones de los usuarios primarios de los estados financieros.

«Modificaciones a la NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7 - Reforma de los Índices de referencia de las tasas de interés», emitidas en septiembre de 2019. Las modificaciones: (i) prevén excepciones temporales que permiten que las relaciones de cobertura continúen durante el periodo de incertidumbre hasta que se establezcan tasas alternativas libres de riesgo con la reforma de los tasas de oferta interbancaria (IBOR); y (ii) exigen divulgaciones adicionales sobre las relaciones de cobertura directamente afectadas por la incertidumbre. En este respecto, nótese que la reforma afectará la medición del valor razonable, los efectos de la contabilidad de coberturas y los ingresos y gastos financieros netos

cuando se definan las tasas alternativas.

«Modificaciones de las referencias al Marco Conceptual en las normas NIIF», publicadas en marzo de 2018. El documento establece las modificaciones de las normas afectadas con el fin de actualizar las referencias al Marco Conceptual revisado. Estas modificaciones acompañan a la última versión del Marco Conceptual Revisado para la Información Financiera, emitido en marzo de 2018 y en vigencia a partir del 1 de enero de 2020, que incluye algunos conceptos nuevos, proporciona definiciones y criterios de reconocimiento actualizados y aclara algunos conceptos importantes. Las principales modificaciones incluyen:

- un aumento de la importancia de la administración de los recursos económicos por parte de la gerencia para efectos de la presentación de información financiera;
- el restablecimiento de la prudencia como elemento de apoyo a la neutralidad;
- la definición de entidad informante, que puede ser una persona jurídica o una parte de esta;
- la revisión de las definiciones de activos y pasivos;
- la eliminación del umbral de probabilidad en el reconocimiento y la adición de directrices para la baja en cuentas;
- la adición de directrices sobre diversas bases de medición; y
- la afirmación de que el resultado es el principal indicador del rendimiento y que, en principio, los ingresos y gastos incluidos en otro resultado integral se reclasificarán a resultados cuando al hacerlo se logre que el estado de resultados proporcione una información más relevante o una representación más fiel.

La aplicación de estas modificaciones no ha tenido un impacto material en estos estados financieros consolidados.

de las cifras de los estados financieros no monetarios se realizó aplicando los índices de inflación a partir de esa fecha. Además de reflejarse ya en el estado de situación financiera, los efectos contables de dicha nueva medición incluyen también los cambios durante el periodo. En concreto, el efecto de la nueva medición de las partidas no monetarias, de las partidas patrimoniales y de las partidas del estado de resultados reconocidas en 2020 se reconoció en un rubro específico del estado de resultados en la cuenta de ingresos y gastos financieros. El efecto fiscal asociado se reconoció en los impuestos del ejercicio.

Con el fin de tener en cuenta también el impacto de la hiperinflación en el tipo de cambio de la moneda local, los saldos del estado de resultados expresados en la moneda hiperinflacionaria se han convertido a la moneda de presentación del Grupo (el euro) aplicando, de acuerdo con la NIC 21, el tipo de cambio de cierre en lugar del tipo promedio del año para ajustar estos importes a valores presentes.

Las variaciones acumuladas de los índices generales de precios al 31 de diciembre de 2018, 31 de diciembre de 2019 y 31 de diciembre de 2020 se muestran en el siguiente cuadro:

4. Argentina - economía hiperinflacionaria: impacto de la aplicación de la NIC 29

A partir del 1 de julio de 2018, la economía argentina ha sido considerada hiperinflacionaria sobre la base de los criterios establecidos por la «NIC 29 - Información financiera en economías hiperinflacionarias». Esta designación se determina tras la evaluación de una serie de circunstancias cualitativas y cuantitativas, incluida la existencia

de una tasa de inflación acumulada de más del 100 % en los tres últimos años.

Para efectos de la elaboración de los estados financieros consolidados a 31 de diciembre de 2020 y de acuerdo con la NIC 29, determinadas partidas de los estados de situación financiera de las empresas participadas en Argentina se han vuelto a medir aplicando el índice general de precios al consumidor a datos históricos, con el fin de reflejar la evolución del poder adquisitivo del peso

Periodos	Variación acumulada del índice general de precios al consumidor
Desde el 1 de julio de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2018	346,30 %
Desde el 1 de enero de 2019 hasta el 31 de diciembre de 2019	54,46 %
Desde el 1 de enero de 2020 hasta el 31 de diciembre de 2020	35,41 %

argentino a la fecha de presentación de los estados financieros de dichas empresas. Tomando en cuenta que el Grupo Enel adquirió el control de las empresas argentinas el 25 de junio de 2009, la nueva medición

En 2020, la aplicación de la NIC 29 generó unos ingresos financieros netos (sin deducción de impuestos) de 57 millones de euros.

En los cuadros siguientes se recogen los efectos de la NIC 29 sobre el saldo al 31 de diciembre de 2020 y el impacto de la hiperinflación sobre las principales partidas del estado de resultados correspondiente a 2020, diferenciando entre el impacto relativo a la revaluación sobre la base del índice general de precios al consumidor y el impacto resultante de la aplicación del tipo de cambio de cierre en lugar del tipo de cambio promedio del periodo, de acuerdo con las disposiciones de la NIC 21 para las economías hiperinflacionarias.

Millones de euros

	Efecto acumulado de la hiperinflación al 31 de diciembre de 2019	Efecto de la hiperinflación para el período	Diferencias de cambio	Efecto acumulado de la hiperinflación al 31 de diciembre de 2020
Activo total	857	313	(208)	962
Pasivo total	164	86	(58)	192
Patrimonio	693	227 ⁽¹⁾	(150)	770

(1) La cifra incluye la utilidad de 2020, equivalente a 25 millones de euros.

Millones de euros

	Efecto de la NIC 29	Efecto de la NIC 21	Efecto total
Ingresos	119	(199)	(80)
Costos	169 ⁽¹⁾	(177) ⁽²⁾	(8)
Ingresos de operación	(50)	(22)	(72)
Gasto financiero neto	(4)	(4)	(8)
Ingresos/(gastos) netos por hiperinflación	57	-	57
Utilidad/(pérdida) antes de impuestos	3	(26)	(23)
Impuestos a las ganancias	28	(3)	25
Pérdida del ejercicio (propietarios de la Sociedad Matriz y participaciones no controladoras)	(25)	(23)	(48)
Atribuible a los propietarios de la Sociedad Matriz	-	(10)	(10)
Atribuible a las participaciones no controladoras	(25)	(13)	(38)

(1) Incluye el impacto en la depreciación, amortización y pérdidas por deterioro de 49 millones de euros.

(2) Incluye el impacto en la depreciación, amortización y pérdidas por deterioro de (18) millones de euros.

5. Divulgación de información sobre cuestiones no financieras

Divulgación de información sobre la pandemia de la COVID-19

Dada la complejidad de la situación actual, el Grupo ha seguido con atención la evolución de la pandemia de la COVID-19 en relación con las principales zonas y países en los que operamos, en concordancia con las recomendaciones de la Autoridad Europea de Valores y Mercados (ESMA) en las declaraciones públicas⁽¹⁾ emitidas en marzo, mayo, julio y octubre de 2020, y de la Comisión Nacional del Mercado de Valores de Italia (CONSOB) en sus avisos de advertencia n.º 6/2020 del 9 de abril de 2020, 8/2020 del 16 de julio de 2020 y 1/2021 del 16 de febrero de 2021.

El Grupo ha analizado los impactos de la COVID-19 en las operaciones de la empresa, la situación financiera y el rendimiento, que también se reflejan en los supuestos que subyacen al Plan de Negocios del Grupo, identificando también los principales riesgos e incertidumbres a los que está expuesto, tal y como se informa en el apartado «Gestión de riesgos» del Informe de Operaciones. Para mayor información sobre los efectos generados por la pandemia de la COVID-19 al 31

de diciembre de 2020, véase el apartado específico «Impacto financiero de la COVID-19» del Informe de Operaciones. En consonancia con lo expuesto en las secciones anteriores del Informe de Operaciones, en los

estados financieros al 31 de diciembre de 2020 se presenta información específica adicional sobre la pandemia de la COVID-19, basada en las circunstancias específicas de la empresa y en la disponibilidad de información confiable, con el fin de destacar su impacto en la situación financiera y los resultados del Grupo a esa fecha.

En este sentido, en la nota 2.1 «Uso de estimaciones y criterios de la gerencia» y en las notas de las partidas específicas se brinda información adicional sobre las implicancias financieras de la pandemia de la COVID-19.

Divulgación de información sobre el cambio

climático

El Grupo avanza en su compromiso de liderar la transición energética, en consonancia con los objetivos del Acuerdo de París (COP21) y los Objetivos de Desarrollo Sostenible fijados por las Naciones Unidas.

En particular, el Grupo está plenamente comprometido con el desarrollo de un modelo de negocio sostenible a largo plazo, en consonancia con los objetivos del Acuerdo de París para lograr una reducción de las emisiones de CO₂ y limitar el aumento promedio de la temperatura mundial por debajo de 2 °C en comparación con los niveles preindustriales. Desde 2019, el Grupo ha reafirmado oficialmente este compromiso, respondiendo a la petición de las Naciones Unidas.

(1) ESMA 71-99-1290 del 11 de marzo de 2020; ESMA 32-63-951 del 25 de marzo de 2020; ESMA 31-67-742 del 27 de marzo de 2020; ESMA 32-63-972 del 20 de mayo de 2020; ESMA 32-61-417 del 21 de julio de 2020 y ESMA 32-63-1041 del 28 de octubre de 2020.

La compañía es la única empresa italiana que ha firmado el compromiso de limitar el aumento de las temperaturas globales a 1,5 °C y de lograr cero emisiones para el año 2050. Estos objetivos constituyen la base del Plan Estratégico 2021-2030 presentado en noviembre de 2020. Se fundamenta en el liderazgo del Grupo en el proceso de transición energética a través de la descarbonización de su mix de generación, la electrificación del consumo energético y la creación de plataformas digitales para el desarrollo de nuevos modelos operacionales y de negocio.

El Grupo ha tomado en cuenta los riesgos relacionados con el cambio climático y los objetivos del Acuerdo de París en la elaboración de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020, que reflejan adecuadamente el efecto de la consecución de las emisiones netas cero para 2050 en los activos, pasivos, utilidades y pérdidas, incorporando los impactos materiales y previsibles tal y como lo exige el Marco de las NIIF. Además, en cumplimiento del documento publicado por la Fundación NIIF el 20 de noviembre de 2020⁽²⁾, el Grupo proporciona información explícita en las notas a estos estados financieros consolidados sobre cómo se reflejan las implicancias del cambio climático en los estados financieros. Para mayores detalles sobre las implicancias financieras de las cuestiones relacionadas con el cambio climático, véase la nota 2.1 «Uso de estimaciones y criterios de la gerencia» y en las notas de las cuentas específicas.

Los supuestos contables utilizados para la elaboración de los estados financieros consolidados de 2020 son coherentes con la información sobre los riesgos derivados del cambio climático que se recoge en el apartado «Gestión de riesgos» del Informe de Operaciones, que se invita a los lectores a consultar para obtener mayor información.

6. Reexpresión de la información comparativa

Los datos presentados en los comentarios y en los cuadros de las notas de estos estados financieros consolidados son uniformes y comparables. En este sentido, cabe señalar que, en lo que respecta a los contratos de compra o venta de elementos no financieros

con entrega física que no

califican para la exención por uso propio y, por lo tanto, están asegurados a valor razonable con cambios en resultados (dentro del alcance de la NIIF 9), el Grupo modificó ligeramente el reconocimiento de esas partidas en 2020 con una simple reclasificación de los costos entre dos líneas del estado de resultados, permitiendo así una correlación más estrecha entre los costos y los ingresos junto con una información más relevante. Esta reclasificación no tuvo ningún impacto ni en la utilidad del ejercicio ni en el patrimonio.

En concreto, en 2019 el anterior tratamiento contable de estas transacciones en partidas no financieras preveía su reconocimiento en:

«Otros ingresos» de los cambios en el valor razonable de los contratos de venta, así como, en la fecha de liquidación, el ingreso correspondiente, junto con los efectos en resultados de la baja de los activos o pasivos por derivados;

Otros costos de operación de los cambios en el valor razonable de los contratos de compra, así como, en la fecha de liquidación, de los costos correspondientes junto con los efectos, en resultados, de la baja de los activos o

pasivos por derivados en las cuentas «Electricidad, gas y combustible» o «Servicios y otros materiales».

El tratamiento contable actual de estas transacciones en elementos no financieros (véase la sección «Contratos de compra o venta de elementos no financieros» en la nota 2.2 «Políticas contables significativas») prevé en cambio el reconocimiento en:

«Otros ingresos» de los cambios en el valor razonable de los contratos de venta, así como, en la fecha de liquidación, el ingreso correspondiente, junto con los efectos en resultados de la baja de los activos o pasivos por derivados;

«Electricidad, gas y combustible» de los cambios en el valor razonable de los contratos de compra;

«Electricidad, gas y combustible» o «Servicios y otros materiales» de los costos relacionados en la fecha de liquidación, junto con los efectos en resultados de la baja de los activos o pasivos por derivados.

Por consiguiente, la única diferencia entre los dos años comparados se refiere a la reclasificación de los importes correspondientes a 2019 por las variaciones del valor razonable de los contratos de compra de elementos no financieros de «Otros costos de operación» a «Electricidad, gas y combustible» y «Servicios y otros materiales».

(2) «Efectos de los asuntos relacionados con el clima en los estados financieros», en el que se amplía un artículo sobre el tema redactado por Nick Anderson, miembro del Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad en noviembre de 2019.

IMPACTO EN EL ESTADO DE RESULTADOS

Millones de euros	2019	Reclasificaciones	2019 reexpresado
Ingresos			
Ingresos por ventas y servicios	77 366		77 366
Otros ingresos	2961		2961
<i>[Subtotal]</i>	80 327		80 327
Costos			
Electricidad, gas y combustible	33 755	4327	38 082
Servicios y otros materiales	18 580	256	18 836
Gastos de personal	4634		4634
Pérdidas por deterioro netas en cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros	1 144		1144
Depreciación, amortización y otras pérdidas por deterioro	9682		9682
Otros costos de operación	7276	(4583)	2693
Costos capitalizados	(2355)		(2355)
<i>[Subtotal]</i>	72 716		72 716
Gasto neto de los derivados de commodities	(733)		(733)
Ingresos de operación	6878		6878
Ingresos financieros por derivados	1484		1484
Otros ingresos financieros	1637		1637
Gastos financieros por derivados	1142		1142
Otros gastos financieros	4,518		4,518
Ingresos netos por hiperinflación	95		95
Participación en los ingresos/(pérdidas) de inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	(122)		(122)
Utilidad antes de impuestos	4312		4312
Impuestos a las ganancias	836		836
Utilidad de operaciones continuadas	3476		3476
Utilidad de operaciones discontinuadas	-		-
Resultado del ejercicio (propietarios de la Sociedad Matriz y participaciones no controladoras)	3476		3476
Atribuible a los propietarios de la Sociedad Matriz	2174		2174
Atribuible a las participaciones no controladoras	1302		1302
<i>Ganancias/(pérdidas) básicas por acción atribuibles a los propietarios de la Sociedad Matriz (euros)</i>	<i>0,21</i>		<i>0,21</i>
<i>Ganancias/(pérdidas) diluidas por acción atribuibles a los propietarios de la Sociedad Matriz (euros)</i>	<i>0,21</i>		<i>0,21</i>
<i>Ganancias/(pérdidas) básicas por acción de operaciones continuadas atribuibles a los propietarios de la Sociedad Matriz (euros)</i>	<i>0,21</i>		<i>0,21</i>
<i>Ganancias/(pérdidas) diluidas por acción de operaciones continuadas atribuibles a los propietarios de la Sociedad Matriz (euros)</i>	<i>0,21</i>		<i>0,21</i>

Además, a lo largo del año, se han realizado una serie de ajustes en las cifras del estado de resultados de 2019 para tomar en cuenta que, con efecto a partir del 31 de marzo de 2020, en Latinoamérica los importes atribuibles a los grandes clientes gestionados por las empresas de generación de energía se han reasignado a la Línea de Negocio de Mercados de Usuarios Finales.

Este cambio afectó a la información por segmentos, pero no produjo ningún cambio en las cifras globales del Grupo, aunque se han realizado reclasificaciones dentro de las distintas Líneas de Negocio.

Cambios en el ámbito de consolidación

7. Principales adquisiciones y disposiciones del año

En los dos periodos analizados, el ámbito de consolidación cambió como resultado de una serie de transacciones.

2019

- ' La disposición, el 1 de marzo de 2019, del 100 % de Mercure Srl, empresa a la que se había transferido previamente la unidad de negocio consistente en la central de biomasa de Mercure y las relaciones jurídicas relacionadas. El precio de la transferencia fue de 168 millones de euros;
- ' la adquisición, el 14 de marzo de 2019, por parte de Enel Green Power SpA, actuando a través de su subsidiaria estadounidense de energías renovables Enel Green Power North America (EGPNA, ahora bajo la nueva denominación de Enel North America), del 100 % de 13 empresas propietarias de centrales de generación renovable en funcionamiento de Enel Green Power North America Renewable Energy Partners (EGPNA REP), negocio conjunto en el que EGPNA tiene una participación del 50 % y General Electric Capital's Energy Financial Services del 50 %;
- ' la adquisición, el 27 de marzo de 2019, por parte de Enel Green Power SpA (EGP), actuando a través de su subsidiaria estadounidense de energías renovables EGPNA (actualmente ENA), de Tradewind Energy, empresa de desarrollo de proyectos de energías renovables con sede en Lenexa, Kansas. EGP ha incorporado toda la plataforma de desarrollo de Tradewind, que incluye 13 GW de proyectos eólicos, solares y de almacenamiento ubicados en Estados Unidos. El acuerdo también preveía la venta, que tuvo lugar en junio, de Savion, subsidiaria de propiedad de propiedad absoluta de Tradewind;
- ' el 30 de abril de 2019, Enel X Italia adquirió el 100 % de YouSave SpA, empresa italiana que opera en el sector de los servicios energéticos, proporcionando asistencia a los grandes consumidores de electricidad;
- ' el 31 de mayo de 2019, la finalización, actuando a través

de la subsidiaria de energías renovables, Enel Green Power Brasil Participações Ltda, de la venta del 100 % de tres centrales de energías renovables en Brasil. El precio total de la transacción fue de aproximadamente 2700 millones de reales, el equivalente a unos 603 millones de euros;

- ' la adquisición, el 14 de noviembre de 2019, por parte de Enel X Srl del 55 % de Paytipper, entidad de pago autorizada que ofrece a sus clientes servicios financieros para facilitar su vida diaria. El contrato va acompañado de una opción de venta por el 45 % restante.

2020

- En enero de 2020, se vendió la empresa del proyecto Wild Plains, de propiedad al 100 % de Tradewind. La venta no tuvo impacto en los resultados;
- el 11 de mayo de 2020, Endesa Energía vendió el 80 % de Endesa Soluciones por 21 millones de euros. La participación, que anteriormente se consolidaba línea por línea, se contabiliza ahora por el método de la participación;
- el 7 de julio de 2020, Enel Green Power España adquirió el 100 % de Parque Eólico Tico SLU, Tico Solar 1 SLU y Tico Solar 2 SLU por un total de 40 millones de euros;
- el 14 de septiembre, Endesa Generación Portugal adquirió el 100 % de Suggestion Power (Unipessoal) Lda por un total de 6 millones de euros;
- el 17 de septiembre de 2020, Enel X International adquirió el 60 % de Viva Labs AS por un total de 3 millones de euros;
- Enel Green Power Panamá adquirió el 100 % de Jaguito Solar y Progreso Solar en 2020 por un total de 2 millones de euros.

Otros cambios

Además de los cambios en el ámbito de consolidación mencionados anteriormente, las siguientes transacciones, que aunque no representan transacciones de adquisición o pérdida de control, dieron lugar a una modificación de la participación del Grupo en las empresas participadas:

- la disposición, en 2020, de una serie de negocios conjuntos de propiedad al 50 % en la cartera hidroeléctrica de Enel North America. En diciembre de 2019, toda la cartera se había clasificado como mantenida para la venta de acuerdo con la NIIF 5. La ganancia reconocida en el resultado fue de 2 millones de euros;
- en 2020, Enel SpA aumentó su participación en Enel Américas en un 5,03 % en virtud de lo dispuesto en los *swaps* de acciones suscritos con una institución financiera. La participación total del Grupo es ahora del 65 %;

Enel SpA ha aumentado su participación en Enel Chile en un 2,89 %, según lo contemplado en dos *swaps* de acciones realizados con una entidad financiera. Por lo tanto, la participación total del Grupo es ahora del 64,93 %.

Adquisiciones menores

El Grupo determinará, para las demás adquisiciones menores, el valor razonable de los activos adquiridos y de los pasivos asumidos en los 12 meses siguientes a la fecha de adquisición.

DETERMINACIÓN DE LA PLUSVALÍA

Millones de euros	Parque Eólico Tico SLU, Tico Solar 1 SLU y Tico Solar 2 SLU	Suggestion Power (Unipessoal) Lda	Viva Labs AS	Jaguito Solar, Progreso Solar
Activos netos adquiridos	40	6	-	-
Costo de la adquisición	40	6	3	2
<i>(de los cuales se pagó en efectivo)</i>	<i>14</i>	<i>3</i>	<i>2</i>	<i>2</i>
Plusvalía/(Plusvalía negativa)	-	-	3	2

Adquisición de Paytipper

Durante 2020, la empresa Paytipper, adquirida por Enel X Srl el 23 de diciembre de 2019, completó la asignación del precio de adquisición, determinando definitivamente el valor razonable de

los activos adquiridos y los pasivos asumidos. Los principales ajustes con respecto al importe en libros son atribuibles al reconocimiento del activo intangible relativo a la plataforma tecnológica y a los efectos fiscales correspondientes.

Millones de euros	Importe en libros antes del 23 diciembre de 2019	Ajustes de la asignación del precio de compra	Importe en libros posterior al ajuste al 23 de diciembre de 2019
Activos netos adquiridos	4	39	43
Costo de la adquisición	22	1	23
Plusvalía/(Plusvalía negativa)	18	-	(20)

Después de la asignación final del precio de compra, la plusvalía negativa se reconoció en el resultado de 2020. El precio de adquisición, que asciende a 24,5 millones de euros, incluye una contraprestación contingente de 18,3 millones de euros vinculada al ejercicio

de una opción de venta. El valor de la opción de venta se estimó sobre la base del mecanismo incluido en el acuerdo de los accionistas y utilizando el EBITDA previsto en el plan de negocios aprobado por el Directorio.

Segmentos operativos

8. Presentación de información por segmentos

La representación de la situación financiera y del rendimiento por segmento de actividad que aquí se presenta se basa en el enfoque utilizado por la gerencia para el seguimiento de los resultados del Grupo en los dos años objeto de comparación.

Como ya se ha comentado en la nota 6 de los estados financieros consolidados, la presentación de información por segmentos se ha reformulado debido a que en marzo de 2020 una serie de grandes clientes del rubro generación

fueron reasignados al segmento de Mercado de Usuarios Finales en Sudamérica y México.

Con el fin de garantizar la plena comparabilidad de las cifras aquí presentadas a la luz del nuevo desglose de los segmentos de presentación de información principales y secundarios a efectos de la NIIF 8, las cifras comparativas de 2019 se han reexpresado adecuadamente.

Para mayor información sobre los resultados y la evolución financiera del ejercicio, véase la sección dedicada al Informe de Operaciones.

Presentación de información por segmentos para 2020 y 2019

RESULTADOS CORRESPONDIENTES A 2020 ⁽¹⁾

Millones de euros	Generación y comercialización de energía térmica	Enel Green Power	Infraestructura y redes	Mercados de usuarios finales	Enel X	Servicios	Otros, eliminaciones y ajustes	Total
Ingresos y otros ingresos de terceros	19 350	7 409	17 824	17 647	970	1803	(18)	64 985
Ingresos y otros ingresos por transacciones con otros segmentos	1454	283	1518	11 861	151	67	(15 334)	-
Ingresos totales	20 804	7692	19 342	29 508	1121	1870	(15 352)	64 985
Costos totales	18 570	3113	11909	26 651	969	1911	(15 166)	47 957
Ingresos/(gastos) netos por derivados de <i>commodities</i>	(534)	68	-	264	-	(6)	(4)	(212)
Depreciación y amortización	778	1252	2597	366	150	172	28	5343
Pérdidas por deterioro	950	728	621	1079	18	11	1	3408
Ganancias por deterioro	(43)	(67)	(47)	(141)	-	(4)	(1)	(303)
Utilidad/(pérdida) operativa	15	2734	4262	1817	(16)	(226)	(218)	8368
Gastos de capital	694	4629	3937	460	303	103	71	10 197

(1) Los ingresos de los segmentos incluyen tanto los ingresos procedentes de terceros como los procedentes de transacciones con otros segmentos. Se ha adoptado un enfoque análogo para los otros ingresos y costos del ejercicio.

RESULTADOS CORRESPONDIENTES A 2019 ^{(1) (2)}

Millones de euros	Generación y comercialización de energía térmica	Enel Green Power	Infraestructura y redes	Mercados de usuarios finales	Enel X	Servicios	Otros, eliminaciones y ajustes	Total
Ingresos y otros ingresos de terceros	30 480	7344	20 092	19 537	967	1901	6	80 327
Ingresos y otros ingresos por transacciones con otros segmentos	1532	373	1697	13 062	163	80	(16 907)	-
Ingresos totales	32 012	7717	21 789	32 599	1130	1981	(16 901)	80 327
Costos totales	29 972	3143	13 511	29 194	972	1855	(16 757)	61 890
Ingresos/(gastos) netos por derivados de <i>commodities</i>	(676)	14	-	(71)	-	-	-	(733)
Depreciación y amortización	1142	1241	2692	333	145	171	26	5750

Pérdidas por deterioro	4031	99	371	930	111	33	1	5576
Ganancias por deterioro	(284)	(12)	(62)	(139)	-	(3)	-	(500)
Utilidad/(pérdida) operativa	(3525)	3260	5277	2210	(98)	(75)	(171)	6878
Gastos de capital	851	4293 ⁽³⁾	3905	449	270	134	45	9947

- (1) Los ingresos de los segmentos incluyen tanto los ingresos procedentes de terceros como los procedentes de transacciones con otros segmentos. Se ha adoptado un enfoque análogo para los otros ingresos y costos del ejercicio.
- (2) Las cifras comparativas de 2019 se han ajustado para tomar en cuenta que, a partir de 2020, en Sudamérica y México se reasignaron a la Línea de Negocio de Mercados de Usuarios Finales los importes atribuibles a los grandes clientes gestionados por las empresas de generación de energía.
- (3) No incluye 4 millones de euros relativos a unidades clasificadas como «mantenidas para la venta».

Situación financiera por segmento

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020

Millones de euros	Generación y comercialización de energía térmica	Enel Green Power	Infraestructura y redes	Mercados de usuarios finales	Enel X	Servicios	Otros, eliminaciones y ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	10 747	30 655	36 718	154	516	699	10	79 499
Activos intangibles	184	4883	21490	3775	676	418	79	31 505
Activos no corrientes y corrientes por contratos	4	1	340	-	42	14	79	480
Cuentas por cobrar comerciales	2670	2053	6493	4034	358	755	(4311)	12 052
Otros	1,433	1,095	2,674	756	297	769	(812)	6,212
Activos de explotación	15 038 ⁽¹⁾	38 687 ⁽²⁾	67 715	8719	1889 ⁽³⁾	2655	(4955)	129 748
Cuenta por pagar comerciales	2816	2751	5405	4678	426	868	(4061)	12 883
Pasivos no corrientes y corrientes de contratos	147	152	7172	42	5	8	(60)	7466
Provisiones diversas	3528	947	3794	400	46	603	479	9797
Otros	1133	1434	7856	2245	179	1101	284	14 232
Pasivos de explotación	7624	5284 ⁽⁴⁾	24 227	7365	656	2580	(3358)	44 378

(1) De los cuales 3 millones de euros corresponden a unidades clasificadas como «mantenidas para la venta».

(2) De los cuales 855 millones de euros corresponden a unidades clasificadas como «mantenidas para la venta».

(3) De los cuales 11 millones de euros corresponden a unidades clasificadas como «mantenidas para la venta».

(4) De los cuales 35 millones de euros corresponden a unidades clasificadas como «mantenidas para la venta».

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019 ⁽¹⁾

Millones de euros	Generación y comercialización de energía térmica	Enel Green Power	Infraestructura y redes	Mercados de usuarios finales	Enel X	Servicios	Otros, eliminaciones y ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	11 863	30 351	36 333	160	442	663	11	79 823
Activos intangibles	134	4697	23 782	3624	605	466	29	33 337
Activos del contrato no corrientes y corrientes	-	-	482	-	53	75	43	653
Cuentas por cobrar comerciales	3181	1711	7703	3838	607	676	(4633)	13 083
Otros	1426	1421	1654	543	1098	1283	(1350)	6075
Activos de explotación	16 604 ⁽²⁾	38 180 ⁽³⁾	69 954 ⁽⁴⁾	8165	2805	3163	(5900)	132 971
Cuentas por cobrar comerciales	3375	2192	5417	5030	414	949	(4417)	12 960
Pasivos del contrato no corrientes y corrientes	199	167	7271	75	5	16	(104)	7629
Provisiones diversas	3410	903	4412	494	34	578	459	10 290

Otros	1074	1843	8867	2642	415	1451	(503)	15 789
Pasivos de explotación	8058	5105	25 967 ⁽⁵⁾	8241	868	2994	(4565)	46 668

- (1) Las cifras comparativas de 2019 se han ajustado para tomar en cuenta que, a partir de 2020, en Sudamérica y México se reasignaron a la Línea de Negocio de Mercados de Usuarios Finales los importes atribuibles a los grandes clientes gestionados por las empresas de generación de energía.
- (2) De los cuales 4 millones de euros corresponden a unidades clasificadas como «mantenidas para la venta».
- (3) De los cuales 7 millones de euros corresponden a unidades clasificadas como «mantenidas para la venta».
- (4) De los cuales 10 millones de euros corresponden a unidades clasificadas como «mantenidas para la venta».
- (5) De los cuales 3 millones de euros corresponden a unidades clasificadas como «mantenidas para la venta».

La siguiente tabla concilia los activos y pasivos de los segmentos con las cifras consolidadas.

Millones de euros	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019
Activos totales	163 453	171 426
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	861	1682
Activos financieros no corrientes por derivados	1236	1383
Otros activos financieros no corrientes	5159	6006
Activos por impuestos no corrientes incluidos en «Otros activos no corrientes»	1539	1587
Otros activos financieros corrientes	5113	4305
Activos financieros corrientes por derivados	3471	4065
Efectivo y equivalentes de efectivo	5906	9029
Activos por impuestos diferidos	8578	9112
Activos por impuestos	1294	1206
Activos financieros y fiscales de «Activos mantenidos para la venta»	548	80
Activos del segmento	129 748	132 971
Total pasivo	121 096	124 488
Préstamos a largo plazo	49 519	54 174
Pasivos financieros no corrientes por derivados	3606	2407
Préstamos a corto plazo	6345	3917
Parte corriente de los préstamos a largo plazo	3168	3409
Otros pasivos financieros corrientes	622	754
Pasivos financieros corrientes por derivados	3531	3554
Pasivos por impuestos diferidos	7797	8314
Pasivo por impuesto a las ganancias	471	209
Otros pasivos por impuestos	886	1082
Pasivos financieros y por impuestos de «Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta»	773	-
Pasivo del segmento	44 378	46 668

Información del estado de resultados

Ingresos

9.a Ingresos por ventas y servicios - 62 623 millones de euros

Millones de euros	2020	2019	Cambio	
Venta de electricidad ⁽¹⁾	34 745	39 584	(4839)	-12,2 %
Transporte de electricidad ⁽¹⁾	10 710	10 931	(221)	-2,0 %
Cargos de los operadores de red	932	866	66	7,6 %
Transferencias de los operadores institucionales del mercado	1395	1625	(230)	-14,2 %
Venta de gas	2718	3294	(576)	-17,5 %
Transporte de gas	611	617	(6)	-1,0 %
Venta de combustible	602	914	(312)	-34,1 %
Cargos de conexión a las redes de electricidad y gas	759	785	(26)	-3,3 %
Contratos de construcción	732	749	(17)	-2,3 %
Venta de certificados ambientales	35	36	(1)	-2,8 %
Venta de servicios de valor agregado	862	918	(56)	-6,1 %
Otras ventas y servicios	764	720	44	6,1 %
Total ingresos según NIIF 15	54 865	61 039	(6174)	-10,1 %
Venta de <i>commodities</i> energéticos mediante contratos con entrega física (NIIF 9)	7513	10 775	(3262)	-30,3 %
Ganancia/(pérdida) a valor razonable de los derivados sobre la venta de <i>commodities</i> con entrega física (NIIF 9)	224	5519	(5295)	-95,9 %
Otros ingresos	21	33	(12)	-36,4 %
Total de ingresos por ventas y servicios	62 623	77 366	(14 743)	-19,1 %

(1) En el segmento de Distribución en Colombia, una serie de partidas anteriormente clasificadas en «Venta de electricidad» se reclasificaron a «Transporte de electricidad» para mejorar la presentación de los datos. Para garantizar la uniformidad y comparabilidad de las cifras, también se han reclasificado los importes correspondientes a 2019 por un importe total de 461 millones de euros.

Los ingresos por «venta de electricidad» ascendieron a

34 745 millones de euros, lo que supone una disminución de 4839 millones de euros con respecto al año anterior (-12,2 %). La reducción se debe principalmente a:

- una disminución de los ingresos por la venta de electricidad a los usuarios finales, tanto en el mercado regulado como en el libre, en España (1390 millones de euros) e Italia (808 millones de euros), lo que refleja, en particular, los efectos de la pandemia de la COVID-19, que en el mercado libre provocó una disminución de los volúmenes de venta en las transacciones entre empresas;
- una importante reducción de los ingresos en América Latina (2248 millones de euros), debido en particular a la depreciación de las monedas locales frente al euro y a la contracción de los volúmenes y los precios promedio

aplicados a las ventas;

- una reducción de los ingresos registrados por Enel Global Trading (82 millones de euros) como consecuencia de la disminución de las ventas en el mercado de corto plazo en Italia, debido principalmente a la caída de los precios de la electricidad;
- una disminución de los ingresos en Rusia (362 millones de euros) tras la venta de la central de carbón Reftinskaya en octubre de 2019.

Los ingresos por «transporte de electricidad» ascendieron a

10 710 millones de euros en 2020, una disminución de 221 millones de euros que se atribuye principalmente a la reducción de la electricidad transportada en la red debido a los efectos de la pandemia de la COVID-19.

Las «Transferencias de los operadores del mercado institucional» disminuyeron en 230 millones de euros en comparación con el año anterior, lo que refleja la entrada en vigor de los nuevos parámetros de retribución 2020-2025 para la generación extrapeninsular en España, tras una reducción de la demanda y un aumento de los precios de los *commodities*.

Los ingresos por «venta de gas» en 2020 ascendieron a 2718 millones de euros (3294 millones de euros en 2019), lo que supone una reducción de 576 millones de euros con respecto al año anterior. Esta reducción, concentrada principalmente en España e Italia, también refleja la disminución de las cantidades vendidas relacionadas con la emergencia sanitaria de la COVID-19.

Los ingresos procedentes de la «venta de combustible» disminuyeron en 312 millones de euros debido a la reducción de los volúmenes gestionados por Enel Global Trading, lo que refleja en parte la transición energética iniciada por el Grupo y el consiguiente descenso de la generación convencional.

Los ingresos procedentes de la venta de *commodities* energéticos con entrega física (NIIF 9) y la ganancia por

la medición a valor razonable de esos contratos disminuyó en un total de 8557 millones de euros, lo que refleja la contracción de los volúmenes negociados y el descenso de los precios al contado.

La tabla a continuación muestra los cargos netos en relación con los contratos de compra y venta de *commodities* con entrega física medidos a valor razonable con cambios en resultados dentro del alcance de la NIIF 9.

Millones de euros	2020	2019	Cambio	
Contratos de venta de <i>commodities</i> energéticos con entrega física (dentro del alcance de la NIIF 9)				
Electricidad				
Venta de electricidad	2478	4278	(1800)	-72,6 %
Ganancia a valor razonable de los contratos de venta de electricidad	156	988	(832)	-
Total electricidad	2634	5266	(2632)	-
Gas				
Venta de gas	4723	6235	(1512)	-32,0 %
Ganancia a valor razonable de los contratos de venta de gas	123	4296	(4173)	-
Total gas	4846	10 531	(5685)	-
Certificados ambientales				
Venta de certificados ambientales	312	262	50	16,0 %
Ganancia/(pérdida) a valor razonable en contratos de venta de certificados ambientales	(55)	235	(290)	-
Total certificados ambientales	257	497	(240)	-93,4 %
TOTAL INGRESOS	7737	16 294	(8557)	-
Contratos de compra de <i>commodities</i> energéticos con entrega física (dentro del alcance de la NIIF 9)				
Electricidad				
Compra de electricidad	4011	7064	(3053)	-76,1 %
Ganancia/(pérdida) a valor razonable en contratos de compra de electricidad	(155)	233	(388)	-
Total electricidad	3856	7297	(3441)	-89,2 %
Gas				
Compra de gas	4664	6575	(1911)	-41,0 %
Ganancia/(pérdida) por valor razonable en contratos de compra de gas	(185)	4094	(4279)	-
Total gas	4479	10 669	(6190)	-
Certificados ambientales				
Adquisición de certificados ambientales	301	1060	(759)	-
Ganancia a valor razonable de los contratos de compra de certificados	71	256	(185)	-

ambientales				
Total certificados ambientales	372	1316	(944)	-
TOTAL CARGOS	8707	19 282	(10 575)	-
CARGOS NETOS	(970)	(2988)	2018	-

Los ingresos procedentes de contratos con clientes (NIIF 15) para el año 2020 ascendieron a 54 865 millones de euros y se desglosan en ingresos «en un punto en

en el tiempo» y «a lo largo del tiempo» como se indica en el siguiente cuadro.

Millones de euros	2020														Total	
	Italia		Iberia		América Latina		Europa		América del Norte		África, Asia y Oceanía		Otros, eliminaciones y ajustes			
	A lo largo del tiempo	En un punto en el tiempo	A lo largo del tiempo	En un punto en el tiempo	A lo largo del tiempo	En un punto en el tiempo	A lo largo del tiempo	En un punto en el tiempo	A lo largo del tiempo	En un punto en el tiempo	A lo largo del tiempo	En un punto en el tiempo	A lo largo del tiempo	En un punto en el tiempo		
Total ingresos NIIF 15	21 107	441	16 355	460	13 433	200	1418	580	586	51	67	79	16	72	52 982	1883

Millones de euros	2019														Total	
	Italia		Iberia		América Latina		Europa		América del Norte		África, Asia y Oceanía		Otros, eliminaciones y ajustes			
	A lo largo del tiempo	En un punto en el tiempo	A lo largo del tiempo	En un punto en el tiempo	A lo largo del tiempo	En un punto en el tiempo	A lo largo del tiempo	En un punto en el tiempo	A lo largo del tiempo	En un punto en el tiempo	A lo largo del tiempo	En un punto en el tiempo	A lo largo del tiempo	En un punto en el tiempo		
Total ingresos NIIF 15	22 635	522	17 860	785	15 573	503	1383	934	646	27	76	81	7	7	58 180	2859

En el siguiente cuadro se desglosan los ingresos por ventas y servicios por segmentos geográficos.

Millones de euros	2020		2019
	2020	2019	
Italia		23 968	26 420
Europa			
Iberia		16 173	18 265
Francia		503	1259
Suiza		99	217
Alemania		1860	3746
Austria		66	173
Eslovenia		2	40
Rumanía		1322	1311
Grecia		110	73
Bulgaria		9	8
Bélgica		18	26
República Checa		33	152
Hungría		165	418
Rusia		533	897
Países Bajos		2743	6553
Reino Unido		399	726
Otros países europeos		78	(22)
América			
Estados Unidos		502	501

Canadá	25	18
México	218	233
Brasil	6666	7752
Chile	2811	3263
Perú	1118	1261
Colombia	2022	2243
Argentina	816	1323
Panamá	136	169
Otros		
África	79	92
Asia	149	249
Total	62 623	77 366

Obligaciones de desempeño

En la siguiente tabla se proporciona información sobre las obligaciones de desempeño del Grupo derivadas de los contratos con los clientes, con referencia únicamente a los principales flujos de ingresos, con un resumen de los criterios específicos aplicados y las

políticas de reconocimiento de ingresos relacionadas.

Para información sobre el uso de estimaciones con los ingresos procedentes de contratos con clientes, véase la nota 2.1 «Uso de estimaciones y criterios de la gerencia».

Tipo de producto/servicio	Naturaleza y oportunidad de satisfacción de la obligación de desempeño	Políticas contables
Venta/transporte de electricidad/gas a los usuarios finales	<p>Un contrato de suministro de electricidad/gas firmado con un usuario final incluye una única obligación de desempeño (venta y transporte del <i>commodity</i>) porque el Grupo ha determinado que el contrato no proporciona bienes/servicios distintos y el compromiso se satisface transfiriendo el control sobre el <i>commodity</i> al cliente cuando se entrega en el punto de entrega. Para determinar la naturaleza del compromiso incluido en dichos contratos, el Grupo analiza cuidadosamente los hechos y circunstancias aplicables a cada contrato y <i>commodity</i>.</p> <p>Sin embargo, el Grupo considera que la obligación de desempeño prevista en un contrato de servicios repetitivo, como un contrato de suministro o de transporte para el suministro de electricidad/gas a los usuarios finales, suele satisfacerse a lo largo del tiempo (porque el cliente recibe y consume simultáneamente los beneficios del <i>commodity</i> a medida que se le entrega) como parte de una serie de bienes/servicios distintos (es decir, cada unidad de <i>commodity</i>) que son sustancialmente iguales y tienen el mismo patrón de transferencia al cliente. En estos casos, el Grupo aplica un método de producto para reconocer los ingresos por el importe al que tiene derecho a facturar al cliente si ese importe coincide directamente con el valor para el cliente del desempeño completado hasta la fecha.</p>	<p>Los ingresos por la venta y el transporte de electricidad/gas a los usuarios finales se reconocen cuando estos <i>commodities</i> se entregan al cliente y se basa en las cantidades suministradas durante el periodo, aunque aún no se hayan facturado. Se determina utilizando estimaciones, así como lecturas periódicas de los medidores. En su caso, estos ingresos se basan en las tarifas y las restricciones correspondientes establecidas por la ley o por la Autoridad Reguladora de la Energía, las Redes y el Medioambiente (ARERA) y las autoridades extranjeras análogas durante el período correspondiente.</p>

Tipo de producto/servicio	Naturaleza y oportunidad de satisfacción de la obligación de desempeño	Políticas contables
Servicios de conexión a la red	<p>Los pagos de tarifas de conexión a la red que se reciben de los clientes por conectarlos a las redes de distribución de electricidad y gas requieren una evaluación específica del Grupo para tomar en cuenta todos los términos y condiciones de los acuerdos de conexión. Esta evaluación tiene por objeto determinar si el contrato incluye otros bienes o servicios distintos, como por ejemplo el derecho a obtener un acceso continuo a la infraestructura para recibir el <i>commodity</i> o, cuando el pago de la tarifa de conexión es un «pago inicial no reembolsable» realizado al inicio del contrato o alrededor de ese momento, un derecho material que da lugar a una obligación de desempeño.</p> <p>En particular, en algunos países en los que el Grupo opera, este ha determinado que la naturaleza de la contraprestación recibida representa un «pago inicial no reembolsable» cuyo pago proporciona un derecho material al cliente. Con el fin de determinar si el período en el que debe reconocerse este derecho material se extiende más allá del período contractual inicial, el Grupo toma en consideración el marco legal y reglamentario local aplicable al contrato y que afecta a las partes. En estos casos, si existe una cesión implícita del derecho material y una obligación del cliente inicial frente al nuevo cliente, el Grupo reconoce el pago de la tarifa de conexión a lo largo de un período que va más allá de la relación con el cliente inicial, considerando los términos de la concesión como el período durante el cual el cliente inicial y cualquier cliente futuro pueden beneficiarse del acceso continuo sin pagar una tarifa de conexión adicional. En consecuencia, el pago de la tarifa se reconoce a lo largo del período durante el cual el pago crea la obligación para el Grupo de poner a disposición de los futuros clientes los precios más bajos (es decir, el período durante el cual se espera que el cliente se beneficie del servicio de acceso continuo sin tener que efectuar un «pago inicial» en el momento de la renovación).</p>	<p>Los ingresos procedentes de los pagos monetarios y en especie de tarifas por la conexión a la red de distribución de electricidad y gas se reconocen en función de la satisfacción de las obligaciones de desempeño incluidas en el contrato. La identificación de bienes o servicios distintos requiere un análisis cuidadoso de los términos y condiciones de los acuerdos de conexión, que podrían variar de un país a otro en función del contexto, los reglamentos y las leyes locales. Con el propósito de finalizar esta evaluación, el Grupo considera no solo las características de los bienes/servicios en sí mismos (es decir, si el bien o servicio tiene la capacidad de ser distinto), sino también las promesas implícitas para las que el cliente tiene una expectativa válida, ya que considera esos compromisos como parte del intercambio negociado, es decir, bienes/servicios que el cliente espera recibir y ha pagado (es decir, el compromiso de transferir el bien o servicio al cliente es identificable por separado de otros compromisos del contrato).</p> <p>Además, el Grupo actúa como principal en algunos contratos de servicios de conexión a la red de electricidad/gas y otras actividades relacionadas, en función del marco legal y reglamentario local. En estos casos, reconoce los ingresos por el importe neto, correspondiente a cualquier pago o comisión a la que espera tener derecho.</p>
Contratos de construcción	<p>Los contratos de construcción suelen incluir una obligación de desempeño que se satisface a lo largo del tiempo. En el caso de estos contratos, por lo general el Grupo considera adecuado utilizar un método de recursos para medir el avance, excepto cuando un análisis específico del contrato sugiere el uso de un método alternativo que represente mejor la obligación de desempeño del Grupo cumplida en la fecha de presentación.</p>	<p>En el caso de los contratos de construcción que incluyen una obligación de desempeño satisfecha a lo largo del tiempo, el Grupo reconoce los ingresos a lo largo del tiempo midiendo el avance hacia la satisfacción íntegra de esa obligación de desempeño.</p> <p>El método de costo a costo se considera generalmente el mejor método para representar la obligación de desempeño del Grupo cumplida en la fecha de presentación.</p> <p>El importe adeudado por los clientes en virtud de un contrato de construcción se presenta como un activo del contrato; el importe adeudado a los clientes en virtud de un contrato de construcción se presenta como un pasivo del contrato.</p>

9.b Otros ingresos - 2362 millones de euros

Millones de euros				
	2020	2019	Cambiar	
Subvenciones de explotación	12	19	(7)	-36,8 %
Subvenciones para certificados ambientales	342	475	(133)	-28,0 %
Subvenciones de capital (empresas de electricidad y gas)	24	25	(1)	-4,0 %
Reembolsos diversos	371	521	(150)	-28,8 %
Ganancias por la disposición de subsidiarias, asociadas, negocios conjuntos, operaciones conjuntas y activos no corrientes mantenidos para la venta	15	325	(310)	-95,4 %
Ganancias por la disposición de propiedades, planta y equipo, y activos intangibles	58	79	(21)	-26,6 %
Bonificaciones de continuidad del servicio	40	32	8	25,0 %
Otros ingresos	1500	1485	15	1,0 %
Total	2362	2961	(599)	-20,2 %

Las «subvenciones para certificados ambientales» ascendieron a 342 millones de euros, lo que supone una reducción de 133 millones de euros en comparación con el año anterior, registrada principalmente por e-distribuzione debido a la disminución de las subvenciones recibidas del Fondo de Energía y Servicios Ambientales para los certificados de eficiencia energética (CEE), lo que refleja principalmente la reducción de las cantidades gestionadas.

«Reembolsos varios» disminuyó principalmente a causa del efecto del reconocimiento en 2019 del reembolso previsto contractualmente adeudado tras el ejercicio por parte de un gran cliente industrial de una opción de retiro de un contrato de suministro de electricidad de Enel Generación Chile (160 millones de euros, de los cuales 80 millones de euros estaban referidos a la Línea de Negocio de Generación y Comercialización de Energía Térmica y 80 millones de euros estaban referidos a la Línea de Negocio de Enel Green Power).

Las ganancias por la disposición de subsidiarias, asociadas, negocios conjuntos, operaciones conjuntas y activos no corrientes mantenidos para la venta ascendieron a 15 millones de euros en 2020, lo que supone un descenso de 310 millones de euros, que refleja principalmente:

La ganancia por la venta de Mercure Srl, vehículo de propósito especial al que Enel Produzione había

transferido previamente la central de biomasa de Valle del Mercure (108 millones de euros);

la plusvalía negativa (de 181 millones de euros) resultante de la asignación definitiva del precio de compra de (i) una serie de empresas vendidas por Enel Green Power North America Renewable Energy Partners LLC (106 millones de euros) y (ii) Tradewind, que pasó de ser una asociada a una subsidiaria de propiedad absoluta (con una plusvalía negativa de 75 millones de euros);

las ganancias de 42 millones de euros por la venta de Gratiot y Outlaw, dos proyectos de energía renovable desarrollados por Tradewind.

«Otros ingresos» aumentó en 15 millones de euros, principalmente debido al reconocimiento en 2020 de:

- ' un aumento de los ingresos reconocidos por e-distribuzione para el reembolso de los cargos del sistema y las tarifas de red sobre la base de las Resoluciones n.º 50/2018 y 461/2020 de la Autoridad Reguladora de la Energía, las Redes y el Medioambiente (ARERA) (158 millones de euros);
- ' un aumento registrado por Enel North America en los ingresos por asociaciones fiscales (139 millones de euros), otros ingresos por indemnizaciones y litigios (31 millones de euros) y la venta del proyecto eólico Haystack (45 millones de euros);

ingresos por la subvención ecológica relativa a la mejora energética y sísmica contabilizada por Enel X Italia (20 millones de euros);

- ' la **plusvalía** negativa reconocida en la adquisición de Paytipper tras la finalización del proceso de asignación del precio de compra (20 millones de euros).

En 2019, esta partida incluía principalmente los ingresos por:

- ' la liquidación anticipada, por todo concepto, de la segunda indemnización de 50 millones de euros relacionada con la disposición en 2009 de la participación de e-distribuzione en Enel Rete Gas;

El acuerdo de conciliación de Edesur (233 millones de euros) con el gobierno argentino para resolver conflictos recíprocos originados en el período de 2006 a 2016;

- ' el ajuste del precio en la adquisición de eMotorWerks en 2017 tras la aplicación de cláusulas contractuales (98 millones de euros).

La siguiente tabla muestra el desglose de los ingresos totales por segmentos de negocio, según el enfoque utilizado por la gerencia para supervisar los resultados del Grupo durante los dos años objeto de comparación.

Millones de euros	2020							
	Generación y comercialización de energía térmica	Enel Green Power	Infraestructura y redes	Mercados de usuarios finales	Enel X	Servicios	Otros, eliminaciones y ajustes	Total
Ingresos por ventas y servicios	20 242	7 150	18 381	29 151	1 026	1 841	(15 168)	62 623
Otros ingresos	562	542	961	357	95	29	(184)	2 362
Total ingresos	20 804	7 692	19 342	29 508	1 121	1 870	(15 352)	64 985
	2019							
Ingresos por ventas y servicios	31 705	7 157	20 599	32 098	1 011	1 946	(17 150)	77 366
Otros ingresos	307	560	1 190	501	119	35	249	2 961
Total ingresos	32 012	7 717	21 789	32 599	1 130	1 981	(16 901)	80 327

Costos

10.a Electricidad, gas y combustible – 25 049 millones de euros

Millones de euros	2020	2019	Cambio	
Electricidad ⁽¹⁾	16 158	20 449	(4 679)	-22,9 %
Gas ⁽¹⁾	7 952	10 706	(2 754)	-25,7 %
Ganancia/(pérdida) por valor razonable en contratos de compra de electricidad y gas (NIIF 9)	(340)	4 327	(4 667)	-
Combustible nuclear	117	125	(8)	-6,4 %
Otros combustibles	1 162	2 475	(1 313)	-53,1 %
Total	25 049	38 082	(13 033)	-34,2 %

(1) Las cifras de 2019 se han ajustado para tomar en cuenta la reclasificación de la ganancia/(pérdida) por valor razonable de los contratos de compra de *commodities* con entrega física (NIIF 9) de «Otros costos de operación».

Los costos de compra de «electricidad» disminuyeron principalmente debido a la disminución de los volúmenes comprados en un entorno de precios promedio a la baja, atribuible sobre todo a los efectos de la pandemia de la COVID-19.

La disminución de los costos de compra de «gas» refleja el descenso de las cantidades manejadas, debido principalmente a la reducción de la generación, así como la caída del costo del gas. En particular, este último factor refleja también el beneficio financiero de la finalización del acuerdo con NLNG sobre la revisión de precios aplicada a los suministros nigerianos.

Las compras procedentes de contratos con entrega física (NIIF 9) y la ganancia/(pérdida) por la medición del valor razonable de dichos contratos registraron un descenso de 4 667 millones de euros en comparación con el año anterior, atribuible principalmente al gas (4 279 millones de euros).

La reducción de «otros combustibles» se debe principalmente a la disminución del volumen de generación térmica e incluye la reducción de los inventarios de combustible relacionados con las centrales de carbón en Italia y España como resultado del proceso de transición energética.

10.b Servicios y otros materiales - 18 298 millones de euros

Millones de euros	2020	2019	Cambio	
Transmisión y transporte	9619	9879	(260)	-2,6 %
Mantenimiento y reparaciones	1127	1145	(18)	-1,6 %
Gastos de teléfono y correo	172	181	(9)	-5,0 %
Servicios de comunicación	116	142	(26)	-18,3 %
Servicios informáticos	823	806	17	2,1 %
Arrendamientos y alquileres	396	382	14	3,7 %
Otros servicios	3648	3935	(287)	-7,3 %
Adquisición de certificados ambientales	673	481	192	39,9 %
Ganancia por valor razonable en contratos de compra de certificados ambientales (NIIF 9) ⁽¹⁾	71	256	(185)	-72,3 %
Otros materiales	1653	1629	24	1,5 %
Total	18 298	18 836	(538)	-2,9 %

(1) Las cifras de 2019 se han ajustado para tomar en cuenta la reclasificación de la ganancia por valor razonable de los contratos de compra de *commodities* con entrega física (NIIF 9) de «Otros costos de operación».

Los costos de servicios y otros materiales, que ascienden a 18 298 millones de euros en 2020, disminuyeron en 538 millones de euros en comparación con 2019, debido principalmente a:

- una disminución de los costos de transmisión y transporte, principalmente en España, Chile y Brasil, relacionada con la contracción de los volúmenes transportados;
- una reducción de los costos de «otros servicios» de 287 millones de euros,

fundamentalmente debido a la disminución de los costos de los servicios relacionados con el negocio de la electricidad y el gas (93 millones de euros), el negocio de los servicios de valor agregado (40 millones de euros) y los gastos de viaje (85 millones de euros).

Todos los efectos mencionados anteriormente se vieron sustancialmente afectados por las medidas introducidas para contrarrestar la pandemia de la COVID-19.

10.c Gastos de personal - 4793 millones de euros

Millones de euros	2020	2019	Cambio	
Sueldos y salarios	3133	3240	(107)	-3,3 %
Aportaciones al seguro social	824	875	(51)	-5,8 %
Beneficios posempleo en Italia	103	103	-	-
Beneficios posempleo y otros beneficios a largo plazo	(485)	108	(593)	-
Incentivos a la jubilación anticipada	152	101	51	50,5 %
Incentivos a la jubilación anticipada relacionados con los acuerdos de reestructuración	882	-	882	-
Otros costos	184	207	(23)	-11,1 %

Total	4793	4634	159	3,4 %
--------------	-------------	-------------	------------	--------------

Los gastos de personal ascendieron a 4793 millones de euros en 2020, lo que supone un aumento de 159 millones de euros.

La planilla del Grupo se redujo en 1536 empleados, lo que refleja principalmente el saldo negativo entre las nuevas contrataciones y los ceses (565 empleados) como resultado de las políticas de incentivos a la jubilación anticipada y a los cambios en el ámbito de consolidación (-971 empleados), atribuibles fundamentalmente a:

- ' la venta de la central Reftinskaya GRES en Rusia;
- ' la disposición de las centrales hidroeléctricas en los Estados Unidos;
- ' la adquisición de Viva Labs.

El descenso en «sueldos y salarios» refleja sustancialmente el menor número promedio y total de empleados en 2020. La disminución de 593 millones de euros en «beneficios posempleo y otros

beneficios a largo plazo» se deben principalmente a la modificación en España del beneficio de descuento eléctrico para los empleados tras la renovación del V Convenio Colectivo de Endesa, que ha supuesto la liberación de la provisión asociada por un importe de 515 millones de euros.

Los gastos por «incentivos a la jubilación anticipada» en 2020 ascienden a 152 millones de euros, lo que supone un aumento de 51 millones de euros, el cual, en su mayor parte, se produce en España, debido a la acumulación de la provisión para el *Plan de Salida* por un importe de 783 millones de euros, motivada por la eliminación de la opción de extinción del

acuerdo individual relativo a la suspensión de la relación laboral de determinados contratos individuales como consecuencia de la firma del nuevo convenio de negociación colectiva mencionada anteriormente, y en Italia, como reflejo de los ceses de la relación laboral en aplicación de lo dispuesto en el artículo 4 de la Ley 92/2012 (la «Ley Fornero») aplicada principalmente en 2018.

El siguiente cuadro muestra el número promedio de empleados por categoría, junto con una comparación con el año anterior, y la planilla al 31 de diciembre de 2020.

No.	Promedio ⁽¹⁾			Número de personas ⁽¹⁾
	2020	2019	Cambio	al 31 de diciembre de 2020
Alta dirección	1397	1375	22	1397
Personal directivo intermedio	11 258	11 016	242	11 592
Personal de oficina	36 027	35 066	961	35 883
Operarios	18 396	20 846	(2450)	17 845
Total	67 078	68 303	(1225)	66 717

(1) En el caso de las empresas que se consolidan de forma proporcional, el número de personas concuerda con el porcentaje de participación de Enel en el total.

10.d Pérdidas netas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros - 1285 millones de euros

Millones de euros				
	2020	2019	Cambio	
Pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales	1505	1239	266	21,5 %
Pérdidas por deterioro de otros activos financieros	46	116	(70)	-60,3 %
Total pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros	1551	1355	196	14,5 %
Ganancias por deterioro de cuentas por cobrar comerciales	(194)	(202)	8	-
Ganancias por deterioro de otros activos financieros	(72)	(9)	(63)	-
Total ganancias por deterioro de cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros	(266)	(211)	(55)	-
PÉRDIDAS NETAS POR DETERIORO DE CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES Y OTROS ACTIVOS FINANCIEROS	1285	1144	141	12,3 %

Esta partida, de 1285 millones de euros, incluye las pérdidas por deterioro y ganancias por deterioro de las cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros. Las pérdidas netas por deterioro de las cuentas por cobrar comerciales

aumentaron en un total de 141 millones de euros en comparación con 2019, principalmente en Italia, sobre todo como reflejo de los efectos de la pandemia de la COVID-19.

10.e Depreciación, amortización y otras pérdidas por deterioro - 7163 millones de euros

Millones de euros					
	2020	2019	Cambio		
Propiedades, planta y equipo	4118	4481	(363)	-8,1 %	
Propiedades de inversión	2	3	(1)	-33,3 %	
Activos intangibles	1223	1266	(43)	-3,4 %	
Otras pérdidas por deterioro	1857	4221	(2364)	-56,0 %	
Otras reversiones de pérdidas por deterioro	(37)	(289)	252	-87,2 %	
Total	7163	9682	(2519)	-26,0 %	

La disminución en la partida de «depreciación, amortización y otras pérdidas por deterioro» en 2020 se debió fundamentalmente al efecto de las pérdidas por deterioro reconocidas en 2019 en determinadas centrales de carbón en Italia, España, Chile y Rusia por un total de 4010 millones de euros y la consiguiente disminución de la depreciación reconocida en 2020.

Estos efectos fueron parcialmente compensados por:

- la pérdida por deterioro reconocida en 2020 en la central de carbón chilena de Bocamina II (737 millones de euros).
- las pérdidas por deterioro de una serie de centrales de carbón en Italia por un importe de 135 millones de euros, incluida la unidad 2 de la central de Brindisi;

- las pérdidas por deterioro de las UGE de México, Argentina y Australia por un importe total de 750 millones de euros;

- otras pérdidas por deterioro de 159 millones de euros, siendo las más significativas las correspondientes a las plantas de fabricación de paneles solares de Enel Green Power en Italia (65 millones) y a la planta de Snyder en Estados Unidos (47 millones).

Nótese que las pérdidas por deterioro reconocidas con respecto a las centrales de carbón en 2020 y 2019 están vinculadas a la consecución del objetivo estratégico del Grupo para la descarbonización de la generación y que los impactos del cambio climático se tomaron en cuenta al realizar las pruebas de deterioro.

10.f Otros costos de operación - 2202 millones de euros

Millones de euros					
	2020	2019	Cambio		
Cargos del sistema - derechos de emisión	90	430	(340)	-79,1 %	
Cargos por certificados de eficiencia energética	277	416	(139)	-33,4 %	
Cargos por la compra de certificados verdes	61	62	(1)	-1,6 %	
Pérdidas por disposición de propiedades, planta y equipo, y activos intangibles	65	76	(11)	-14,5 %	
Impuestos y tasas	1130	1035	95	9,2 %	
Otros	579	674	(95)	-14,1 %	
Total ⁽¹⁾	2202	2693	(491)	-18,2 %	

(1) Las cifras de 2019 se han ajustado para tomar en cuenta la ganancia por valor razonable de los contratos de compra de *commodities* con entrega física (NIIF 9) de «Otros costos de operación» a «Electricidad, gas y combustible» y «Servicios y otros materiales».

Los otros costos de operación disminuyeron en 491 millones de euros en comparación con el año anterior,

debido principalmente a una reducción de los cargos por cumplimiento ambiental en Italia y al efecto del reconocimiento en

2019 de las pérdidas de capital por parte de Enel North America, reflejando principalmente la venta de una serie de empresas propietarias de parques eólicos que se midieron mediante el método de la participación.

Estos factores se vieron parcialmente compensados por el aumento de los impuestos y tasas en España, reflejando principalmente el efecto de la suspensión temporal para 2019 del impuesto sobre la generación de energía eléctrica y sobre los combustibles utilizados en la generación térmica convencional y nuclear (Real Decreto Ley 15/2018), así como la introducción a partir de julio de 2020 de una nueva «ecotasa» en Cataluña.

10.g Costos capitalizados - (2385) millones de euros

Millones de euros				
	2020	2019	Cambio	
Personal	(836)	(899)	63	-7,0 %
Materiales	(846)	(980)	134	-13,7 %
Otros	(703)	(476)	(227)	-47,7 %
Total	(2385)	(2355)	(30)	-1,3 %

Los costos capitalizados aumentaron en 30 millones de euros, principalmente debido el desarrollo interno y la construcción de nuevas centrales por

la Línea de Negocio Enel Green Power y las nuevas iniciativas comerciales emprendidas en la Línea de Negocio Enel X.

11. Gasto neto por derivados de commodities - (212) millones de euros

Millones de euros				
	2020	2019	Cambio	
Ingresos:				
- ingresos por derivados designados como derivados de cobertura	76	200	(124)	-62,0 %
- ingresos por derivados a valor razonable con cambios en resultados	4904	1311	3593	-
Total ingresos	4980	1511	3469	-
Gastos:				
- gastos por derivados designados como derivados de cobertura	(132)	(23)	(109)	-
- gastos por derivados a valor razonable con cambios en resultados	(5060)	(2221)	(2839)	-
Total gastos	(5192)	(2244)	(2948)	-
GASTOS NETOS POR DERIVADOS DE COMMODITIES	(212)	(733)	521	-71,1 %

Los gastos netos por derivados de *commodities* ascendió a 212 millones de euros en 2020 (en comparación con un gasto neto de 733 millones de euros en 2019), que puede desglosarse como sigue:

* gastos netos por derivados de cobertura de flujos de efectivo por un importe de 56 millones de euros (en comparación con ingresos netos de 177 millones de euros en 2019);

* gastos netos por derivados a valor razonable con cambios en resultados por el valor de 156 millones de euros (en comparación con un gasto neto de 910 millones de euros en 2019).

Para mayor información sobre derivados, véase la nota 47 «Derivados y contabilidad de coberturas».

12. Ingresos/(gastos) financieros netos por derivados - (941) millones de euros

Millones de euros				
	2020	2019	Cambio	
Ingresos:				
- ingresos por derivados designados como derivados de cobertura	639	1120	(481)	-42,9 %
- ingresos por derivados a valor razonable con cambios en resultados	676	364	312	85,7 %
Total ingresos	1315	1484	(169)	-11,4 %
Gastos:				
- gastos por derivados designados como derivados de cobertura	(1945)	(538)	(1407)	-
- gastos por derivados a valor razonable con cambios en resultados	(311)	(604)	293	-48,5 %
Total gastos	(2256)	(1142)	(1114)	97,5 %
INGRESOS/(GASTOS) FINANCIEROS NETOS POR DERIVADOS	(941)	342	(1283)	-

Los gastos netos por derivados sobre las tasas de interés y de cambio ascendieron a 941 millones de euros en 2020 (en comparación con un ingreso neto de 342 millones de euros en 2019), que puede desglosarse como sigue:

gastos netos por derivados designados como derivados de cobertura por un importe de 1306 millones de euros (en comparación con un ingreso neto de 582 millones de euros en 2019), principalmente en relación con las coberturas de flujos de efectivo;

ingresos netos por derivados a valor razonable con cambios en resultados por el valor de 365 millones de euros (en comparación con un gasto neto de 240 millones de euros en 2019).

Los saldos netos reconocidos en 2020 sobre los derivados de cobertura y de negociación se refieren principalmente a la cobertura del riesgo de tasa de cambio. Para mayor información sobre derivados, véase la nota 47 «Derivados y contabilidad de coberturas».

13. Otros ingresos/(gastos) financieros netos - (1665) millones de euros

OTROS INGRESOS FINANCIEROS

Millones de euros				
	2020	2019	Cambio	
Ingresos financieros por activos financieros (corrientes y no corrientes):				
- ingresos financieros a la tasa de interés efectiva de títulos valores y activos financieros no corrientes	110	126	(16)	-12,7 %
- ingresos financieros a la tasa de interés efectiva de inversiones financieras corrientes	69	162	(93)	-57,4 %
Total ingresos financieros a la tasa de interés efectiva	179	288	(109)	-37,8 %
Ingresos financieros por títulos valores no corrientes a valor razonable con cambios en	-	-	-	-

resultados				
Ganancias por tipo de cambio	2182	915	1267	-
Ingresos por inversiones de capital	23	4	19	-
Ingresos por hiperinflación	529	832	(303)	-36,4 %
Otros ingresos	379	430	(51)	-11,9 %
TOTAL OTROS INGRESOS FINANCIEROS	3292	2469	823	33,3 %

Los otros ingresos financieros, equivalentes a 3292 millones de euros, aumentaron en

823 millones de euros en comparación con el año anterior, debido principalmente a un aumento de las ganancias por tipo de cambio, compensado en parte por la reducción de los ingresos como producto de la aplicación a las empresas argentinas

de la NIC 29 relativa a la contabilización de las economías hiperinflacionarias (-303 millones de euros). Véase la nota 4 de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 para mayor información.

OTROS GASTOS FINANCIEROS

Millones de euros				
	2020	2019	Cambio	
Gastos financieros de deuda financiera (corriente y no corriente):				
- intereses de préstamos bancarios	291	386	(95)	-24,6 %
- gastos financieros de obligaciones	1887	2030	(143)	-7,0 %
- gastos financieros de otros préstamos	149	183	(34)	-18,6%
Total gastos financieros	2327	2599	(272)	-10,5 %
Pérdidas por tipo de cambio	1245	1229	16	1,3 %
Ajuste de beneficios posempleo y otros beneficios a los empleados	109	135	(26)	-19,3 %
Ajuste de otras provisiones	150	186	(36)	-19,4 %
Gastos por inversiones de capital	1	2	(1)	-50,0 %
Gastos por hiperinflación	472	737	(265)	-36,0 %
Otros gastos	653	367	196	53,4 %
TOTAL OTROS GASTOS FINANCIEROS	4957	5255	(298)	-5,7 %

Los otros gastos financieros, que ascienden a 4957 millones de euros, registran una disminución global de 298 millones de euros con respecto a 2019. La variación se refleja, en particular, en la disminución de los gastos financieros por el valor de 272 millones de euros, especialmente en las obligaciones, y en la disminución de los gastos derivados de la aplicación de

la NIC 29 en Argentina (-265 millones de euros). Estos efectos se vieron parcialmente compensados por la pérdida por deterioro del activo financiero en relación con la venta de la inversión en Slovenské elektrárne (401 millones de euros).

14. Participación en los ingresos/(pérdidas) de las inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación - (299) millones de euros

Millones de euros				
	2020	2019	Cambiar	
Participación en los utilidades de asociadas	131	120	11	9,2 %
Participación en las pérdidas de asociadas	(430)	(242)	(188)	-77,7 %
Total	(299)	(122)	(177)	-

Las pérdidas netas de las inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación aumentaron en 177 millones de euros en comparación con el año anterior. La variación se debió fundamentalmente a la pérdida por deterioro de la inversión en Slovak Power Holding (433 millones de euros) tras la firma del acuerdo de condiciones generales el 22 de diciembre de 2020 entre Enel

Produzione y EPH, el cual modificó una serie de términos y condiciones del acuerdo firmado el 18 de diciembre de 2015 (ya modificado en 2018) en relación con la venta de la inversión de Enel Produzione en Slovenské elektrárne.

Este efecto negativo se compensó en parte por:

- la utilidad registrada por OpEn Fiber, que aumentó en 60 millones de euros con respecto a 2019, debido principalmente al beneficio fiscal registrado por la empresa por la revaluación de activos en virtud de las disposiciones del Decreto Ley 104/2020;
- 25 millones de euros de utilidades reconocidas en España en septiembre de 2020 con respecto a Nuclenor tras la solución satisfactoria de un litigio;
- el reconocimiento en 2019 de los efectos de la readquisición de 13 empresas de EGPNA REP, que supuso el reconocimiento de una pérdida de capital (88 millones de euros) por parte de EGPNA REP.

15. Impuestos a las ganancias - 1841 millones de euros

Millones de euros	2020	2019	Cambio	
Impuestos corrientes	1898	2137	(239)	-11,2 %
Ajustes por impuestos a las ganancias relativos a años anteriores	(168)	(132)	(36)	-27,3 %
Total impuestos corrientes	1730	2005	(275)	-13,7 %
Gastos por impuestos diferidos	180	(567)	747	-
Ingresos por impuestos diferidos	(69)	(602)	533	-88,5 %
TOTAL	1841	836	1005	-

El aumento de los impuestos en 2020 en comparación con el año anterior es fundamentalmente atribuible a los activos por impuestos diferidos asociados al efecto de las pérdidas por deterioro relacionadas con el proceso de descarbonización reconocidas en 2019, mientras que las pérdidas por deterioro de determinados activos de Slovenské elektrárne y las pérdidas por deterioro de los activos financieros de Enel Produzione procedentes de EP Slovakia BV por la venta de dicha participación no dieron lugar sustancialmente a activos por impuestos diferidos.

Además, la carga fiscal aumentó en función de los siguientes factores con respecto al año anterior:

- la liberación de 494 millones de euros en impuestos diferidos por parte de Enel Distribuição São Paulo tras la fusión con Enel Brasil Investimentos Sudeste SA (Enel Sudeste);
- el acuerdo con las autoridades fiscales sobre la opción del «patent box», que prevé una tributación preferente de los ingresos derivados del uso de la propiedad intelectual (53 millones de euros);
- una disminución de los impuestos (por un importe de 35 millones de euros)

reconocidos en Argentina por las empresas de generación Enel Generación Costanera y Central Dock Sud como consecuencia del ejercicio de la opción de «revalúo impositivo» para incentivos fiscales. A cambio del pago de un impuesto sustitutivo, este mecanismo permite la nueva medición de determinados activos para efectos fiscales, lo que se traduce en el reconocimiento de activos por impuestos diferidos y la mayor deducibilidad de depreciaciones futuras;

- la reversión de pasivos por impuestos diferidos por parte de EGPNA como efecto secundario de la adquisición de una serie de empresas a EGPNA REP;
- la deducibilidad de la plusvalía resultante de la fusión por absorción de GasAtacama con Enel Generación Chile.

Para mayor información sobre los cambios en los activos y pasivos por impuestos diferidos, véase la nota 23.

En la siguiente tabla se presenta una conciliación entre la tasa impositiva teórica y la tasa impositiva efectiva.

Millones de euros	2020	2019	
Utilidad antes de impuestos	5463	4312	
Impuestos teóricos	1311	1035	24,0 %
Variación del efecto fiscal sobre las pérdidas por deterioro, las ganancias de capital y la plusvalía negativa	202	93	
Reversión de impuestos diferidos en Brasil	-	(494)	
Efecto neto sobre la imposición diferida reconocida con desfase temporal	16	-	

Impacto en los impuestos diferidos de los cambios en las tasas impositivas	-	(33)
Mecanismo del <i>patent box</i> en Italia	-	(53)
Nueva medición para propósitos fiscales de determinados activos en Argentina	-	(35)
IRAP	249	235
Otras diferencias, efecto de las diferentes tasas impositivas en el extranjero en comparación con la tasa teórica en Italia, y otras partidas menores	63	88
Total	1841	836

16. Ganancias básicas y diluidas por acción

Ambos indicadores se calculan sobre la base del número promedio de acciones ordinarias del año, equivalente a 10 166 679 946, ajustado por el número promedio de acciones propias en cartera adquiridas para apoyar el Plan de Incentivos a Largo Plazo («Plan LTI»), equivalente a 2 067 594, con un valor nominal de 1 euro

(348 092 al 31 de diciembre de 2019). El número exacto de las acciones propias en cartera al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019 fue equivalente a 3 269 152 y 1 549 152, respectivamente, con un valor nominal de 1 euro. Para mayor información sobre acciones propias en cartera, véase la nota 49 «Pagos basados en acciones».

	2020	2019	Cambiar	
Utilidad de las operaciones continuadas atribuible a los propietarios de la Sociedad Matriz	2610	2174	436	20,1 %
Utilidad de las operaciones discontinuadas atribuible a los propietarios de la Sociedad Matriz (millones de euros)	-	-	-	-
Ganancia atribuible a los propietarios de la Sociedad Matriz (millones de euros)	2610	2174	436	20,1 %
Número de acciones ordinarias	10 166 679 946	10 166 679 946	-	-
Número promedio de acciones ordinarias, sin incluir acciones propias en cartera	10 164 612 352	10 166 331 854	(1 719 502)	-
Ganancias básicas y diluidas por acción (en euros)	0,26	0,21	0,05	23,8 %
Ganancias básicas y diluidas de las operaciones continuadas por acción (en euros)	0,26	0,21	0,05	23,8 %
Ganancias básicas y diluidas de las operaciones discontinuadas por acción (en euros)	-	-	-	-

Información sobre el estado de situación financiera

17. Propiedades, planta y equipo - 78 718 millones de euros

A continuación se muestra el desglose y la evolución de la cuenta «propiedades, planta y equipo» correspondiente a 2020.

Millones de euros	Terrenos	Edificios	Planta y maquinaria	Equipos industriales y comerciales	Otros activos	Activos arrendados	Mejoras en el arrendamiento	Activos en construcción y anticipos	Total
Costo neto de pérdidas por deterioro acumuladas	663	10 265	160 068	527	1471	2614	427	8266	184 301
Depreciación acumulada	-	5469	96 604	366	1149	613	291	-	104 492
Saldo al 31 de diciembre de 2019	663	4796	63 464	161	322	2001	136	8266	79 809
Gastos de capital	2	277	2780	23	81	4	7	5155	8329
Activos que entran en servicio	8	188	2711	1	57	19	13	(2997)	-
Diferencias de cambio	(26)	(287)	(2475)	(1)	(23)	(90)	(1)	(907)	(3810)
Cambio en el ámbito de consolidación	-	-	(9)	-	(15)	(1)	-	15	(10)
Disposiciones	(1)	(3)	(81)	(1)	(15)	(40)	-	(8)	(149)
Depreciación	-	(174)	(3515)	(26)	(92)	(280)	(31)	-	(4118)
Pérdidas por deterioro	(8)	(65)	(1091)	-	-	(10)	-	(369)	(1543)
Ganancias por deterioro	-	-	31	-	-	-	-	-	31
Otros cambios	(1)	75	15	(14)	17	572	-	261	925
Reclasificaciones desde/hacia activos mantenidos para la venta	-	-	(226)	-	-	-	-	(520)	(746)
Total cambios	(26)	11	(1860)	(18)	10	174	(12)	630	(1091)
Costo neto de pérdidas por deterioro acumuladas	637	10 263	159 411	523	1487	2994	443	8896	184 654

Depreciación acumulada	-	5456	97 807	380	1155	819	319	-	105 936
Saldo al 31 de diciembre de 2020	637	4807	61 604	143	332	2175	124	8896	78 718

Planta y maquinaria incluyen activos que se van a ceder gratuitamente con un importe en libros de 8083 millones de euros (8976 millones de euros al 31 de diciembre de 2019), en gran medida en relación con las centrales eléctricas de Iberia y América Latina que ascienden a 3808 millones de euros (4267 millones de euros al 31 de diciembre de 2019), y la red de distribución eléctrica en América Latina, que asciende a 3626 millones de euros (3911 millones de euros al 31 de diciembre de 2019).

Para mayor información sobre los activos arrendados, véase la nota 19.

A continuación se resumen los tipos de gastos de capital realizados durante 2020, incluidos los relativos a activos intangibles y propiedades de inversión. Estos gastos, que ascienden a un total de 9548 millones de euros, aumentaron en 289 millones de euros con respecto a 2019, y el aumento se concentró especialmente en las centrales solares.

Millones de euros		
	2020	2019
Centrales:		
- térmicas	452	602
- hidroeléctricas	332	382
- geotérmicas	145	145
- nucleares	137	130
- fuentes alternativas de energía	4007	3695
Total centrales	5073	4954
Redes de distribución de electricidad ⁽¹⁾	3288	3213
Enel X (e-mobility, e-city, e-industries, e-home)	303	270
Clientes minoristas	460	449
Otros	424	373
TOTAL ⁽²⁾	9548	9259

(1) La cifra para 2020 no incluye 649 millones de euros en relación con las inversiones en infraestructuras dentro del alcance de la CINIIF 12 (692 millones de euros en 2019).

(2) La cifra de 2019 incluye 4 millones de euros relativos a unidades clasificadas como «mantenidas para la venta».

El Grupo Enel, en consonancia con los acuerdos de París sobre reducción de emisiones de CO₂ y guiado por los objetivos de eficiencia energética y transición energética, ha invertido principalmente en planes de generación que explotan fuentes alternativas de energía. Los gastos de capital en centrales de generación se refieren principalmente a centrales solares en Chile y parques eólicos en Estados Unidos, Rusia, Sudáfrica, India e Italia.

Para responder a una evolución climática cada vez más variable y, por tanto, mejorar la resistencia de las redes, el Grupo ha continuado invirtiendo en la Línea de Negocio de Distribución (3288 millones de euros). El aumento de 75 millones de euros se debe principalmente a mayores inversiones en Italia y Rumanía para las actividades de mantenimiento de las redes y al incremento de las solicitudes de conexión, compensado en parte por la contracción de las inversiones en desarrollo y calidad del servicio, especialmente en Sudamérica. Los gastos en medidores digitales disminuyen como consecuencia de la ralentización de la sustitución masiva de medidores debido a la emergencia de la COVID-19.

En la transición hacia la sostenibilidad de los centros urbanos, Enel X, convencida del papel clave de la movilidad eléctrica, ha invertido sobre todo en el negocio de e-city, especialmente en Colombia, con el proyecto E-Bus. En

Italia, tras la introducción de medidas para la reactivación de la economía y el fomento de la mejora energética y la resistencia sísmica, Enel X ha realizado grandes inversiones en el desarrollo del negocio de e-home asociado a la iniciativa Vivi Meglio.

La pérdida por tipo de cambio de 3810 millones de euros refleja principalmente la depreciación general de las monedas sudamericanas frente al euro.

El «cambio en el ámbito de consolidación» en 2020 se refiere principalmente a la venta de una participación en la empresa española Endesa Soluciones SLU, en la que la participación es ahora del 14 %, así como a la adquisición del control por parte de Enel Green Power Italia de una serie de empresas de energía renovable.

Las «pérdidas por deterioro» ascendieron a 1543 millones de euros y son atribuibles principalmente al proceso de descarbonización iniciado por el Grupo, que en 2020 provocó la pérdida por deterioro de la central Bocamina II y de algunos activos de varias centrales térmicas italianas, así como de la unidad 2 de la central Brindisi Sud. Además, el Grupo tuvo en cuenta los impactos del cambio climático al realizar las pruebas de deterioro.

Tras las pruebas de deterioro, esta partida también se vio afectada por la pérdida por deterioro de los activos en Australia como resultado del deterioro de las condiciones del mercado y en México debido a:

- ' el aumento de las tasas reguladoras como consecuencia de las leyes recientemente aprobadas («Porteo»);
- ' una disminución de la generación debido a las restricciones reglamentarias y de la central, con especial atención a la instalación de Dolores;
- ' la desconsolidación de la central hidroeléctrica.

Las «Reclasificaciones de/a activos mantenidos para la venta» se refieren principalmente a las centrales de las empresas sudafricanas que participan en la Ronda 4, Enel Green Power Bulgaria, así como a la planta de almacenamiento propiedad de Tynemouth Energy Storage.

«Otros cambios» incluyen la provisión para costos de desmantelamiento de centrales

y de restauración de emplazamientos por el valor de 142 millones de euros, los nuevos arrendamientos por el valor de 569 millones de euros y el efecto de la capitalización de los intereses de los préstamos específicamente dedicados a los gastos de capital de propiedades, planta y equipo por el valor de 154 millones de euros (150 millones de euros en 2019), desglosados de la siguiente manera:

Millones de euros						
	2020	Tasa %	2019	Tasa %	Cambio	
Enel Green Power	-	-	4	1,2 %	(4)	-
Enel Green Power Brasil	12	2,4 %	16	5,8 %	(4)	-25,0 %
Enel Green Power North America	10	0,2 %	16	0,2 %	(6)	-37,5 %
Enel Green Power México	23	4,1 %	36	7,0 %	(13)	-36,1 %
Enel Green Power South Africa	47	6,3 %	17	6,4 %	30	-
Grupo Enel Américas	7	5,8 %	14	8,3 %	(7)	-50,0 %
Grupo Enel Chile	21	7,2 %	12	8,0 %	9	75,0 %
Grupo Endesa ⁽¹⁾	3	1,7 %	3	1,8 %	-	-
Grupo EGP España	-	-	3	1,8 %	(3)	-
Grupo Enel Rusia	10	7,2 %	5	9,13 %	5	-
Grupo EGP India	1	7,5 %	3	7,5 %	(2)	-66,7 %
Grupo EGP Australia	1	3,4 %	-	-	1	-
EGP Colombia	2	1,3 %	-	-	2	-
Enel Produzione	4	4,3 %	9	4,8 %	(5)	-55,6 %
Nuove Energie	1	0,5 %	-	-	1	-
Enel Green Power Italia	1	3,3 %	-	-	1	-
Enel Green Power Chile	4	4,6 %	-	-	4	-
Enel Finance International	15	1,8 %	21	1,6 %	(6)	-28,6 %
Total ⁽²⁾	162		159		3	1,9 %

(1) El importe de 2020 para el Grupo EGP España está incluido en el del Grupo Endesa.

(2) El total para 2020 también incluye 7 millones de euros en gastos financieros capitalizados en relación con activos intangibles (1 millón de euros en 2019) y 1 millón de euros en otros activos no corrientes (8 millones de euros en 2019).

Al 31 de diciembre de 2020, los compromisos contractuales de compra de propiedades, planta y equipo ascendían a 6409 millones de euros.

18. Infraestructura comprendida dentro del alcance de la «CINIIF 12 - Acuerdos de concesión de servicios»

Los acuerdos de concesión de servicios, que se reconocen de conformidad con la CINIIF 12, se refieren a determinadas infraestructuras

que dan servicio a las concesiones de distribución eléctrica en Brasil y Costa Rica.

En el siguiente cuadro se resumen los detalles más destacados de esas concesiones.

Millones de euros							Importe reconocido entre activos del contrato al 31 de diciembre de 2020	Importe reconocido entre activos financieros al 31 de diciembre de 2020	Importe reconocido entre activos intangibles al 31 de diciembre de 2020
	Concedente	Actividad	País	Plazo de concesión	Plazo restante de la concesión	Opción de renovación			
Enel Distribuição Rio de Janeiro	Gobierno de Brasil	Distribución de electricidad	Brasil	1997-2026	6 años	Sí	52	678	442
Enel Distribuição Ceará	Gobierno de Brasil	Distribución de electricidad	Brasil	1998-2028	8 años	Sí	40	475	412
Enel Green Power Mourão	Gobierno de Brasil	Generación de electricidad	Brasil	2016-2046	26 años	No	-	5	-
Enel Green Power Paranapanema	Gobierno de Brasil	Generación de electricidad	Brasil	2016-2046	26 años	No	-	21	-
Enel Distribuição Goiás	Gobierno de Brasil	Distribución de electricidad	Brasil	2015-2045	25 años	No	165	35	461
Enel Green Power Volta Grande	Gobierno de Brasil	Generación de electricidad	Brasil	2017-2047	27 años	No	-	226	-
Enel Distribuição São Paulo	Gobierno de Brasil	Distribución de electricidad	Brasil	1998-2028	8 años	No	40	823	621
PH Chucas	Instituto Costarricense de Electricidad	Central hidroeléctrica	Costa Rica	2002-2022	11 años	No	-	46	172
Total							297	2,309	2,108

Los activos al término de las concesiones clasificados como activos financieros han sido medidos a su valor razonable. Para mayor

información, véase la nota 48 «Activos y pasivos medidos a valor razonable».

19. Arrendamientos

En el siguiente cuadro se muestran los cambios en los activos por derecho de uso en 2020.

Millones de euros	Terrenos arrendados	Edificios arrendados	Instalaciones arrendadas	Otros activos arrendados	Total
Total al 31 de diciembre de 2019	545	601	488	367	2001
Aumentos	241	109	16	194	560
Diferencias de cambio	(40)	(16)	(21)	(13)	(90)
Depreciación	(30)	(119)	(33)	(98)	(280)
Otros cambios	(9)	(24)	29	(12)	(16)
Total al 31 de diciembre de 2020	707	551	479	438	2175

En el siguiente cuadro se muestran los pasivos por arrendamiento y los cambios durante el año.

Millones de euros	
Total al 31 de diciembre de 2019	1964
Aumentos	441
Pagos	(208)
Otros cambios	(129)
Total al 31 de diciembre de 2020	2068
<i>a mediano y largo plazo</i>	<i>1821</i>
<i>a corto plazo</i>	<i>247</i>

Nótese que en 2020, a pesar de los efectos de la pandemia, no se realizaron cambios ni renegociaciones en los contratos de arrendamiento.

Millones de euros	2020
Depreciación de activos por derecho de uso	280
Gastos financieros sobre pasivos por arrendamiento	66
Gastos relacionados con arrendamientos a corto plazo (incluidos en el costo de servicios y otros materiales)	42
Gastos relacionados con arrendamientos de activos de bajo valor (incluidos en el costo de servicios y otros materiales)	1
Pagos variables de arrendamiento (incluidos en el costo de servicios y otros materiales)	17
Total	406

20. Propiedades de inversión - 103 millones de euros

Las propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2020 ascendían a 103 millones de euros, lo que supone una disminución de 9 millones de euros con respecto al año anterior.

Millones de euros	
Costo neto de pérdidas por deterioro acumuladas	157
Depreciación acumulada	45
Saldo al 31 de diciembre de 2019	112
Inversiones	1
Diferencias de cambio	(3)
Depreciación	(2)
Pérdidas por deterioro	(7)
Otros cambios	2
Total cambios	(9)
Costo neto de pérdidas por deterioro acumuladas	159
Depreciación acumulada	56
Saldo al 31 de diciembre de 2020	103

Las propiedades de inversión del Grupo consisten en propiedades en Italia, España, Brasil y Chile, que están libres de restricciones en cuanto a la venta de las propiedades de inversión o a la remisión de ingresos y productos de la disposición. Además, el Grupo no tiene obligaciones contractuales de compra, construcción o desarrollo de propiedades de inversión ni de reparaciones, mantenimiento o mejoras.

La variación del año se debe principalmente a las pérdidas por deterioro

reconocidas en una serie de activos de Endesa y la depreciación del real brasileño.

Para mayor información sobre la valuación de las propiedades de inversión, véanse las notas 48 «Activos y pasivos medidos a valor razonable» y 48.2 «Activos no medidos a valor razonable en el estado de situación financiera».

21. Activos intangibles - 17 668 millones de euros

A continuación se muestra el desglose y la evolución activos intangibles para 2020.

Millones de euros	Gastos de desarrollo	Patentes industriales y derechos de propiedad intelectual	Concesiones, licencias, marcas y derechos similares	Acuerdos de concesión de servicios	Otros	Mejoras en el arrendamiento	Activos en desarrollo y avances	Costos contractuales	Total
Costo neto de pérdidas por deterioro acumuladas	46	2767	15083	6987	3747	10	1060	1275	30 975
Amortización acumulada	23	2185	1837	4370	2802	3	-	666	11 886
Saldo al 31 de diciembre de 2019	23	582	13 246	2617	945	7	1060	609	19 089
Gastos de capital	4	75	29	-	71	-	731	308	1218
Activos que entran en servicio	4	176	10	-	311	-	(501)	-	-
Diferencias de cambio	(2)	(18)	(1193)	(768)	(26)	-	(52)	(1)	(2060)
Cambio en el ámbito de consolidación	(2)	-	-	-	59	-	59	-	116
Disposiciones	-	-	(5)	(15)	-	-	(7)	-	(27)
Amortización	(2)	(257)	(168)	(300)	(307)	(1)	-	(202)	(1237)
Pérdidas por deterioro	-	-	-	-	(27)	-	(6)	-	(33)
Ganancias por deterioro	-	-	2	-	-	-	-	-	2
Otros cambios	(4)	9	(499)	574	469	-	106	-	655
Reclasificaciones de/a activos mantenidos para la venta	-	-	(2)	-	-	-	(53)	-	(55)
Total cambios	(2)	(15)	(1826)	(509)	550	(1)	277	105	(1421)
Costo neto de pérdidas por deterioro acumuladas	44	2985	12 988	5452	4821	10	1337	1581	29 218
Amortización acumulada	23	2418	1568	3344	3326	4	-	867	11 550
Saldo al 31 de diciembre de 2020	21	567	11 420	2108	1495	6	1,337	714	17 668

En 2020, el Grupo Enel renovó y reforzó su compromiso con la mejora y el desarrollo de sus activos intelectuales como fuente de ventaja competitiva para el Grupo, el cual está dirigido cada vez más a la consecución de sus objetivos estratégicos de descarbonización, electrificación y creación de plataformas.

En este aspecto, es especialmente evidente el aumento de la inversión en activos intangibles, con especial atención a la informática y las aplicaciones digitales, ya sea que estén protegidas legalmente o no. Las inversiones se concentraron en todas las Líneas de Negocio Globales del Grupo y se refirieron principalmente a software desarrollado internamente (es decir, la personalización interna de software adquirido externamente). Entre ellas,

destacamos:

' la infraestructura tecnológica de Paytipper, consistente en

un bus de aplicación en el que se integran interfaces periféricas desarrolladas para satisfacer diferentes necesidades operativas, con el objetivo de gestionar millones de transacciones financieras al día. Otros módulos de supervisión y control permiten a los usuarios llevar a cabo actividades de supervisión, auditoría y análisis del rendimiento;

Las inversiones en redes para la gestión de medidores inteligentes, el control remoto de la red y el software de comunicación;

Las inversiones de Enel X en sistemas de respuesta a la demanda;

Las inversiones en generación de energía para los sistemas de mantenimiento predictivo;

' Las personalizaciones adicionales del Grupo ERP (*Enterprise Resource Planning*) [Planeamiento de Recursos Empresariales].

La actividad de patentes del Grupo también está resultando prolífica,

al incluir hasta 837 solicitudes de patentes en 137 familias tecnológicas. De ellas, 692 han sido concedidas y 145 están pendientes.

El Grupo también pretende continuar apoyando y fomentando el desarrollo de su modelo de innovación a través de proyectos específicos de difusión interna por parte de la unidad de Propiedad Intelectual y mediante la creación de herramientas específicas para identificar, conocer, proteger y preservar de manera iterativa toda la información de valor generada en Enel

de acuerdo con el modelo Open Innovability®. Para mayor información, consulte la sección «Innovación y digitalización» del capítulo «Rendimiento y métricas» del Informe de Operaciones.

En el siguiente cuadro se recogen los acuerdos de concesión de servicios que no están comprendidos dentro del alcance de la CINIIF 12 y que presentaban un saldo al 31 de diciembre de 2020.

Millones de euros								
	Concedente	Actividad	País	Plazo de la concesión	Plazo restante de la concesión	Opción de renovación	al 31 de diciembre de 2020	Valor razonable inicial
Endesa Distribución Eléctrica	-	Distribución de electricidad	España	Indefinido	Indefinido	-	5678	5673
Codensa	República de Colombia	Distribución de electricidad	Colombia	Indefinido	Indefinido	-	1291	1839
Enel Distribución Chile (antes Chilectra)	República de Chile	Distribución de electricidad	Chile	Indefinido	Indefinido	-	1388	1667
Enel Distribución Perú (antes Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte)	República de Perú	Distribución de electricidad	Perú	Indefinido	Indefinido	-	535	548
E-Distribuție Muntenia	Ministerio de Economía de Rumanía	Distribución de electricidad	Rumanía	2005-2054	33 años	Sí	125	191

La partida incluye activos de vida útil indefinida por un importe de 8892 millones de euros (9218 millones de euros al 31 de diciembre de 2019), que corresponden fundamentalmente a concesiones de actividades de distribución en España (5678 millones de euros), Colombia (1291 millones de euros), Chile (1388 millones de euros) y Perú (535 millones de euros), para las que no existe una fecha de vencimiento legal o actualmente previsible. Sobre la base de las previsiones desarrolladas, los flujos de efectivo de cada UGE, a la que están asociadas las distintas concesiones, son suficientes para recuperar el importe en libros. La variación en el ejercicio se debe fundamentalmente a las variaciones de los tipos de cambio. Para mayor información sobre los acuerdos de concesión de servicios, véase la nota 18.

El cambio en el ámbito de consolidación para 2020 refleja principalmente la adquisición de una serie de empresas en España y el contrato de compraventa de energía (PPA, por sus siglas en inglés) de Paytipper SpA, así como a una serie de empresas de energías renovables en Italia.

Las pérdidas por deterioro ascendieron a 33 millones de euros en 2020. Para mayor información, véase la nota 10.e.

En «Otros cambios» se recogen los costos de diseño relacionados con la adquisición de una serie de empresas vehículo brasileñas.

22. Plusvalía - 13 779 millones de euros

Millones de euros	al 31 de diciembre de 2019			Cambio en el ámbito de consolidación	Diferencias de cambio	Pérdidas por deterioro	Compensación del costo con pérdidas por deterioro acumuladas	Otros cambios	al 31 de diciembre de 2020		
	Costo	Deterioro acumulado	Im porte en libros neto						Costo	Deterioro acumulado	Im porte en libros neto
Iberia	11 177	(2392)	8785	-	-	-	-	-	11 177	(2392)	8785
Chile	1209	-	1209	-	(4)	-	-	-	1205	-	1205
Argentina	276	-	276	-	-	(253)	-	(1)	275	(253)	22
Perú	561	-	561	3	-	-	-	-	564	-	564
Colombia	530	-	530	-	-	-	-	-	530	-	530
Brasil	1411	-	1411	-	(138)	-	-	-	1273	-	1273
América Central	23	-	23	2	-	-	-	-	25	-	25
México	19	-	19	-	(1)	(18)	-	-	18	(18)	-
Enel Green Power Norteamérica	70	-	70	-	-	-	-	-	70	-	70
Enel X Norteamérica	335	-	335	-	(28)	-	-	(123)	184	-	184
Enel X Asia-Pacífico	-	-	-	-	-	-	-	84	84	-	84

Enel X Resto de Europa ⁽¹⁾	3	-	3	4	-	(3)	-	39	46	(3)	43
Enel X Italia	19	-	19	(19)	-	-	-	-	-	-	-
Mercado de Italia ⁽²⁾	579	-	579	-	-	-	-	1	580	-	580
Enel Green Power Italia	20	-	20	-	-	-	-	-	20	-	20
Rumanía	414	(13)	401	-	(7)	-	-	-	407	(13)	394
Total	16 646	(2405)	14 241	(10)	(178)	(274)	-	-	16 458	(2679)	13 779

(1) Incluye Tynemouth y Viva Labs.

(2) Incluye Enel Energía.

MATRIZ DE PLUSVALÍA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020

Millones de euros	Generación y comercialización de energía térmica	Enel Green Power	Infraestructura y redes	Mercados de usuarios finales	Enel X	Servicios	Otros	Total
Enel Green Power SpA Italia	-	20	-	-	-	-	-	20
Mercado de Italia ⁽¹⁾	-	-	-	580	-	-	-	580
Iberia	-	1190	5788	1807	-	-	-	8785
Argentina	-	3	19	-	-	-	-	22
Brasil	-	397	876	-	-	-	-	1273
Chile	-	992	213	-	-	-	-	1205
Colombia	-	307	223	-	-	-	-	530
Perú	43	201	320	-	-	-	-	564
América Central	-	25	-	-	-	-	-	25
Rumanía	-	-	336	58	-	-	-	394
Enel Green Power Norteamérica	-	70	-	-	-	-	-	70
Enel X Norteamérica	-	-	-	-	184	-	-	184
Enel X Asia-Pacífico	-	-	-	-	84	-	-	84
Enel X Resto de Europa ⁽²⁾	-	-	-	-	43	-	-	43
Total	43	3205	7775	2445	311	-	-	13 779

(1) Incluye Enel Energía.

(2) Incluye Viva Labs.

MATRIZ DE PLUSVALÍA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019

Millones de euros	Generación y comercialización de energía térmica	Enel Green Power	Infraestructura y redes	Mercados de usuarios finales	Enel X	Servicios	Otros	Total
Enel Green Power SpA Italia	-	20	-	-	-	-	-	20
Mercado de Italia ⁽¹⁾	-	-	-	579	-	-	-	579
Enel X Italia	-	-	-	-	19	-	-	19
Iberia	-	1190	5788	1807	-	-	-	8785
Argentina	-	40	236	-	-	-	-	276
Brasil	-	397	1014	-	-	-	-	1411
Chile	-	996	213	-	-	-	-	1209
Colombia	-	307	223	-	-	-	-	530
Perú	43	198	320	-	-	-	-	561
América Central	-	23	-	-	-	-	-	23
Rumanía	-	-	342	59	-	-	-	401
Enel Green Power Norteamérica	-	70	-	-	-	-	-	70
México	-	19	-	-	-	-	-	19
Enel X Norteamérica	-	-	-	-	335	-	-	335
Enel X Resto de Europa ⁽²⁾	3	-	-	-	-	-	-	3
Total	46	3260	8136	2445	354	-	-	14 241

(1) Incluye Enel Energía.

(2) Incluye Tynemouth.

La reducción de 462 millones de euros en la plusvalía se debe principalmente a las pérdidas por deterioro de 274 millones de euros, sobre todo en Argentina (253 millones de euros) y México (18 millones de euros) tras las pruebas de deterioro, así como 3 millones de euros en la plusvalía registrada en Tynemouth.

La disminución atribuible a la modificación del ámbito de consolidación se debe exclusivamente a la finalización de la asignación del precio de compra de Paytipper, compensada en parte por los 4 millones de euros registrados por Viva Labs en relación con una diferencia de consolidación pendiente de asignación a través del proceso del PPA y por la plusvalía reconocida con la adquisición de nuevas empresas (Los Pinos, Enel Solar).

Las «diferencias de cambio» se deben principalmente a la evolución adversa de los tipos de cambio en Brasil, Estados Unidos, Rumanía, Chile y México.

«Otros cambios» son atribuibles a la reasignación de la plusvalía asociada a una serie de UGE para reflejar los efectos de las reestructuraciones societarias concluidas por el Grupo en 2020, con especial referencia a:

- la separación del negocio mexicano de energías renovables del segmento de Centroamérica, que se fusionó como parte de la operación de Astrid tras los cambios organizativos implementados en 2020;
- la definición de las UGE Enel X Resto de Europa y Enel X Asia-Pacífico para completar el proceso de reestructuración de los activos (básicamente relacionados con la propiedad intelectual) de Enel X Norteamérica.

Los criterios utilizados para identificar las unidades generadoras de efectivo (UGE) para efectos de las pruebas de deterioro se basaron fundamentalmente –en concordancia con la visión estratégica y operativa de la gerencia– en las características específicas de su negocio, en las normas y reglamentos operativos de los mercados en los que opera Enel, en la organización societaria y en el nivel de presentación de información supervisado por la gerencia.

La reasignación de la plusvalía entre las nuevas UGE mencionadas anteriormente se ha realizado de forma

específica o en función del «valor relativo» de cada UGE, de acuerdo con la norma contable aplicable.

El importe recuperable de la plusvalía reconocida se estimó mediante el cálculo del valor en uso de las UGE utilizando modelos de flujos de efectivo descontados, que suponen la estimación de los flujos de efectivo futuros esperados y la aplicación de una tasa de descuento adecuada, seleccionada en función de datos de mercado tales como

las tasas libres de riesgo, las betas y las primas de riesgo de mercado.

Los flujos de efectivo se determinaron sobre la base de la mejor formación disponible en el momento de la estimación, teniendo en cuenta los riesgos específicos de cada UGE, y se extrajeron:

para el período explícito, a partir del Plan de Negocios aprobado por el Directorio de la Sociedad Matriz el 23 de noviembre de 2020, que contiene las proyecciones de volúmenes, ingresos, costos de operación, gastos de capital, organización industrial y comercial, y evolución de las principales variables macroeconómicas (inflación, tasas de interés nominales y tipos de cambio) y precios de los *commodities*. El plazo explícito de los flujos de efectivo considerado en la prueba de deterioro fue de tres años;

para los años siguientes, a partir de los supuestos relativos a la evolución a largo plazo de las principales variables que definen los flujos de efectivo, la vida útil residual media de los activos o el plazo de las concesiones.

Más concretamente, el valor terminal se calcula en función de las características específicas de los negocios relacionados con las distintas UGE sujetas a la prueba de deterioro:

perpetuidad, para los negocios de generación de energía de las grandes hidroeléctricas (LH, por sus siglas en inglés) y de distribución, en los que las licencias y concesiones públicas son de largo plazo y fácilmente renovables; así como para los negocios de

Enel X, ya que se caracterizan por el desarrollo de un *know-how* específico y sostenible a largo plazo;

anualidad, para las UGE que se caracterizan predominantemente por el negocio minorista, para las que la vida residual está, por tanto, fundamentalmente correlacionada con la duración promedio de las relaciones con los clientes; así como para los negocios de generación de energía térmica convencional (G&T). Asimismo, se utilizó una anualidad para los negocios de energía renovable (Enel Green Power) para tomar en cuenta (i) el valor resultante de la vida útil restante de las centrales; y (ii) el valor residual, en caso de desmantelamiento de la central, asociado a los derechos de licencia, la competitividad de las

instalaciones de producción (en términos de recursos naturales), y la interconectividad de la red.

La tasa de crecimiento nominal (tasa *g*) es equivalente a la tasa de crecimiento a largo plazo de la electricidad y/o de la inflación (según el país y la empresa de que se trate) y, en cualquier caso, no excede la tasa promedio de crecimiento a largo plazo del mercado de referencia.

El Grupo también ha tomado en cuenta el impacto a largo plazo del cambio climático, en particular considerando en la estimación del valor terminal una tasa de crecimiento a largo plazo

en función de la evolución de la demanda de electricidad en el periodo 2030-2050 según las características específicas de las empresas en cuestión.

Por ello, el Grupo ha confirmado su orientación estratégica basada en las tendencias asociadas a la transición energética. El uso del capital se ha centrado en la descarbonización a través del desarrollo de activos de generación que utilizan fuentes renovables, en las infraestructuras habilitadoras vinculadas al desarrollo de las redes y en la implementación de

modelos de plataforma, aprovechando la evolución tecnológica y digital, que fomentará la electrificación del consumo energético, así como el desarrollo de nuevos servicios para los usuarios finales.

En 2020, la hoja de ruta de descarbonización de Enel se actualizó para recoger la aceleración de la expansión de las energías renovables y la reducción de la capacidad de generación térmica prevista en el nuevo Plan Estratégico 2021-2023 y en las ambiciones para 2030 presentadas en el Día del Mercado de Capitales de 2020, fijando los siguientes objetivos en concordancia con el Acuerdo de París:

HORIZONTE TEMPORAL	OBJETIVO DE REDUCCIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (GEI)
A corto plazo	2023 * Emisiones directas de gases de efecto invernadero de Alcance 1 a 148 gCO ₂ eq/kWh (-32 % en comparación con 2020)
A mediano plazo	2030 * Emisiones directas de gases de efecto invernadero de Alcance 1 a 82 gCO ₂ eq/kWh (-80 % en comparación con 2017, en consonancia con la trayectoria de 1,5 °C certificada por la iniciativa SBTi) * Reducción del 16 % en las emisiones indirectas de Alcance 3 asociadas al consumo de gas por parte de los usuarios finales en comparación con 2017
A largo plazo	2050 * Descarbonización total del mix energético

Además, los escenarios utilizados para determinar los flujos de efectivo tuvieron en cuenta el impacto de la COVID-19.

El valor en uso calculado según lo descrito anteriormente resultó ser mayor que el importe reconocido en el estado de situación financiera.

Para efectos de verificar la solidez del valor en uso de las UGE, se realizaron análisis de sensibilidad para los principales

generadores de los importes, en particular el CPPC, la tasa de crecimiento a largo plazo y los márgenes, cuyos resultados respaldan plenamente ese importe.

En la siguiente tabla se muestra la composición de los principales importes de la plusvalía por UGE, junto con las tasas de descuento aplicadas y el horizonte temporal en el que se han descontado los flujos de efectivo esperados.

Millones de euros	Importe de la plusvalía	Tasa de crecimiento ⁽¹⁾	Tasa de descuento CPPC antes de impuestos ⁽²⁾	Período explícito de los flujos de efectivo	Valor terminal ⁽³⁾
	al 31 de diciembre de 2020				
Iberia	8785	1,65 %	4,06 %	3 años	Perpetuidad/24 años EGP/11 años G&T
Chile	1205	1,97 %	6,95 %	3 años	Perpetuidad/25 años EGP/7 años G&T
Argentina	275	11,79 %	41,61 %	3 años	Perpetuidad/1 año G&T/5 años LH
Perú	564	2,30 %	6,73 %	3 años	Perpetuidad/24 años EGP/10 años G&T
Colombia	530	3,04 %	8,54 %	3 años	Perpetuidad/28 años EGP/17 años G&T
Brasil	1273	3,25 %	9,35 %	3 años	Perpetuidad/26 años EGP/8 años G&T
América Central	25	1,97 %	8,15 %	3 años	22 años
México	18	1,43 %	8,83 %	3 años	25 años
Enel Green Power Norteamérica	70	1,97 %	5,49 %	3 años	25 años
Enel X Norteamérica	184	1,97 %	8,25 %	3 años	Perpetuidad
Enel X Asia-Pacífico	84	2,02 %	9,07 %	3 años	Perpetuidad
Enel X Resto de Europa	39	2,02 %	8,70 %	3 años	Perpetuidad
Mercado de Italia	580	1,30 %	9,98 %	3 años	15 años
Enel Green Power Italia	20	1,38 %	5,44 %	3 años	Perpetuidad/24 años
Rumanía	394	2,35 %	7,98 %	3 años	Perpetuidad/26 años
Las UGE que no tienen una plusvalía reconocida, pero que fueron sometidas a la prueba de deterioro dada la presencia de los indicadores previstos en la NIC 36 ⁽⁴⁾					
Australia	-	1,35 %	4,42 %	3 años	26 años

(1) Tasa de crecimiento perpetuo de los flujos de efectivo después del período explícito de proyección.

(2) El CPPC antes de impuestos calculado con el método iterativo: la tasa de descuento que garantiza que el valor en uso calculado con los flujos de efectivo antes de impuestos es equivalente al calculado con los flujos de efectivo después de impuestos descontados con el CPPC después de impuestos.

(3) El valor terminal se ha estimado sobre la base de una perpetuidad o una anualidad con un rendimiento creciente para los años indicados en la columna (G&T = Generation & Trading [Generación y Comercialización], EGP = Enel Green Power, LH = Large Hydro [Grandes Hidroeléctricas]).

(4) En cuanto a Australia, fue necesario realizar la prueba tras el deterioro de las condiciones del mercado local.

Importe de la plusvalía	Tasa de crecimiento ⁽¹⁾	Tasa de descuento CPPC antes de impuestos ⁽²⁾	Período explícito de los flujos de efectivo	Valor terminal ⁽³⁾
al 31 de diciembre de 2019				
8785	1,80 %	4,59 %	5 años	Perpetuidad/26 años EGP/9 años G&T
1209	2,07 %	7,41 %	5 años	Perpetuidad/25 años EGP/9 años G&T
276	6,36 %	21,84 %	5 años	Perpetuidad/1 año G&T/4 años LH
561	2,39 %	7,46 %	5 años	Perpetuidad/23 años EGP/9 años G&T
530	2,97 %	9,01 %	5 años	Perpetuidad/27 años EGP/16 años G&T
1411	3,61 %	10,64 %	5 años	Perpetuidad/26 años EGP/7 años G&T
42	2,01 %	9,68 %	5 años	22 años
n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
70	2,01 %	6,58 %	5 años	25 años
335	2,01 %	10,89 %	5 años	Perpetuidad
n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
579	0,48 %	10,23 %	5 años	15 años
20	1,03 %	6,15 %	5 años	Perpetuidad/25 años
401	2,00 %	7,27 %	5 años	Perpetuidad/18 años
	n.a.	n.a.	a. n.	a. n.a.

Al 31 de diciembre de 2020, las pruebas de deterioro realizadas en las UGE a las que se asignó la plusvalía revelaron una pérdida por deterioro de 253 millones de euros en la UGE de Argentina y 308 millones de euros en la UGE de EGP México. En referencia a las UGE sin plusvalía reconocida, se encontró una pérdida de valor de 23 millones de euros para la UGE de Australia.

y pasivos por tipo de diferencia temporal y calculados en base a los tipos impositivos establecidos por la normativa aplicable, así como el importe de los activos por impuestos diferidos susceptibles de compensación, cuando se permite, con los pasivos por impuestos diferidos.

23. Activos y pasivos por impuestos diferidos - 8578 millones de euros y 7797 millones de euros

En el siguiente cuadro se detalla la evolución de los activos por impuestos diferidos

Millones de euros	Aumento / (Reducción) llevado a resultados	Aumento / (Reducción) llevado a patrimonio	Cambio en el ámbito de consolidación	Diferencias de cambio	Otros cambios	Reclasificaciones de activos mantenidos para la venta		
	al 31 de diciembre de 2019						al 31 de diciembre de 2020	
Activos por impuestos diferidos:								
- diferencias en el importe en libros de los activos intangibles y propiedades, planta y equipo	2372	(259)	-	15	(34)	29	-	2123
- provisiones para riesgos y gastos y pérdidas por deterioro con deducibilidad diferida	1702	226	-	-	(162)	(41)	-	1725
- arrastre de pérdidas fiscales	502	70	-	-	(113)	49	-	508
- medición de instrumentos financieros	786	(22)	(189)	-	(5)	8	(17)	561
- beneficios a los empleados	1,086	(211)	163	-	(145)	5	-	898
- otros elementos	2664	265	1	-	(88)	(79)	-	2763
Total	9112	69	(25)	15	(547)	(29)	(17)	8578
Pasivos por impuestos diferidos:								
- diferencias en activos no corrientes y financieros	6093	(181)	-	24	(459)	(19)	(16)	5442
- medición de instrumentos financieros	481	55	(100)	-	(18)	52	-	470

- otros elementos	1740	306	(3)	-	(149)	(9)	-	1885
Total	8314	180	(103)	24	(626)	24	(16)	7797
Activos por impuestos diferidos no compensables								4637
Pasivos por impuestos diferidos no compensables								3078
Exceso de pasivos por impuestos diferidos netos después de cualquier compensación								778

Los activos por impuestos diferidos reconocidos al 31 de diciembre de 2020, al considerarse altamente probable la generación de suficientes ganancias fiscales futuras para recuperar dichos activos, ascendían a 8578 millones de euros (9112 millones de euros al 31 de diciembre de 2019). Los activos por impuestos diferidos durante el año disminuyeron en 534 millones de euros, debido fundamentalmente a la evolución desfavorable de los tipos de cambio en América Latina, a la reversión de los activos por impuestos diferidos sobre las diferencias en el importe en libros de los activos no corrientes, principalmente en Italia y España, a la disminución de los activos por impuestos diferidos relacionados con la evolución del valor razonable de los derivados de cobertura de flujos de efectivo y al reconocimiento de los efectos fiscales relativos a la reversión de la provisión para el descuento eléctrico en España. Estos efectos se han visto parcialmente compensados por los impuestos diferidos reconocidos por el aumento de las provisiones para incentivos a la jubilación anticipada en Italia y España.

Asimismo, debe señalarse que no se registraron activos por impuestos diferidos (por un importe de 205 millones de euros) en relación con

pérdidas fiscales anteriores por un importe de 769 millones de euros porque, sobre la base de las estimaciones actuales de futuros ingresos imponibles, no es muy probable que se recuperen dichos activos.

Los pasivos por impuestos diferidos ascendieron a 7797 millones de euros al 31 de diciembre de 2020 (8314 millones de euros al 31 de diciembre de 2019). Incluyen básicamente la determinación de los efectos fiscales de los ajustes de activos adquiridos en el marco de la asignación final del costo de las adquisiciones realizadas en los distintos años y los impuestos diferidos relativos a las diferencias entre la depreciación imputada para efectos fiscales, incluidas la depreciación acelerada, y la depreciación basada en la vida útil estimada de los activos.

Los pasivos por impuestos diferidos disminuyeron en un total de 517 millones de euros debido, en particular, a la evolución adversa de los tipos de cambio en América Latina y a las reversiones asociadas a las amortizaciones de varias centrales de carbón en Italia, España y Chile.

24. Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación - 861 millones de euros

Las inversiones en negocios conjuntos y asociadas contabilizadas por el método de la participación son las siguientes:

Millones de euros		% de participación	Impacto en el resultado	Cambio en el ámbito de consolidación	Dividendos	Reclasificaciones de/a activos mantenidos para la venta	Otros cambios		% de participación
al 31 de diciembre de 2019								al 31 de diciembre de 2020	
Negocios conjuntos									
Slovak Power Holding	504	50,0 %	(385)	-	-	-	(15)	104	50,0 %
EGPNA Renewable Energy Partners	137	20,0 %	8	(9)	-	-	(21)	115	20,0 %
Fibra OpEn	384	50,0 %	2	-	-	(489)	103	-	50,0 %
Zacapa Topco Sàrl	130	20,6 %	(1)	-	-	-	(14)	115	20,6 %
Empresas del proyecto Kino	60	20,0%	(17)	-	-	-	(3)	40	20,0 %
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	58	43,8 %	(3)	-	(9)	-	-	46	43,8 %
Rocky Caney Holding	46	20,0 %	5	-	-	-	(6)	45	20,0 %
Proyecto eólico Drift Sand	36	50,0 %	3	-	-	-	(4)	35	50,0 %
Front Marítim del Besòs	37	61,4 %	(4)	-	-	-	-	33	61,4 %
Enel Green Power Bungala	-	50,0 %	(3)	-	-	-	34	31	51,0 %
Rusenergosbyt	40	49,5 %	45	-	(43)	-	4	46	49,5 %
Energie Electrique de Tahaddart	26	32,0 %	1	-	(2)	-	(3)	22	32,0 %
Transmisora Eléctrica de Quillota	7	50,0 %	1	-	-	-	1	9	50,0 %
PowerCrop	-	50,0 %	-	-	-	-	2	2	50,0 %
Nuclenor	-	50,0 %	25	-	-	-	(25)	-	50,0 %
Asociadas									
CESI	61	42,7 %	(4)	-	-	-	3	60	42,7 %
Tecnatom	30	45,0 %	(2)	-	-	-	-	28	45,0 %
Suministradora Eléctrica de Cádiz	11	33,5 %	5	-	(3)	-	(1)	12	33,5 %
Compañía Eólica Tierras Altas	9	37,5 %	-	-	(1)	-	-	8	37,5 %
Cogenio Srl	11	20,0 %	1	-	(1)	-	1	12	20,0 %
Otros	95		24	4	(14)	-	(11)	98	
Total	1682		(299)	(5)	(73)	(489)	45	861	

El impacto en el resultado incluye el beneficio o pérdida reconocido por las empresas en proporción a la participación del Grupo Enel en estas y se refiere principalmente a la pérdida por deterioro de la inversión de Slovak Power Holding, que toma en cuenta el acuerdo de condiciones generales firmado el 22 de diciembre de 2020 entre Enel Produzione y EPH que modifica determinados términos y condiciones del contrato firmado el 18 de diciembre de 2015 (modificado previamente en 2018) relativo a la venta de la participación de Enel Produzione en Slovenské elektrárne. Mediante este ajuste, calculado sobre la base de la fórmula del precio, se toma en cuenta los diferentes escenarios que podrían darse en función de las diferentes oportunidades de las partes en virtud de las disposiciones del acuerdo de condiciones generales. El valor asociado a cada uno de los diferentes escenarios se ha ponderado en función de la probabilidad de ocurrencia asignada a cada uno de ellos.

Sobre la base de estas evaluaciones, al 31 de diciembre de 2020 la contraprestación se estima en 208 millones de euros. En consecuencia, se ha reconocido una depreciación de 433 millones en la inversión residual y se ha dado de baja la cuenta por cobrar financiera resultante de la venta de la primera participación, equivalente a 354 millones de euros, con el reconocimiento simultáneo de una provisión para riesgos y gastos de 47 millones de euros.

Las empresas con mayor contribución positiva incluyen a Rusenergosbyt (45 millones de euros) en el marco del contrato de suministro de electricidad a una importante empresa de transporte ferroviario en Rusia y a la empresa española Nuclenor (25 millones de euros),

por los ingresos reconocidos en septiembre de 2020 tras la resolución satisfactoria de una controversia.

La disminución asociada a los cambios en el ámbito de consolidación se refiere principalmente a la venta de varias empresas norteamericanas, compensada en parte por el aumento registrado en España debido a la reducción de la participación de Endesa Energía SA en Endesa Soluciones SLU, que anteriormente se consolidaba línea por línea.

La reclasificación a activos mantenidos para la venta se refiere exclusivamente a la inversión en OpEn Fiber tras la recepción de una oferta de adquisición vinculante y la aparición de condiciones adicionales de acuerdo con las disposiciones de la NIIF 5.

«Otros cambios» incluye principalmente los cambios prorrateados en las reservas de otro resultado integral u otros cambios reconocidos directamente en el patrimonio. En particular, los 103 millones de euros relativos a OpEn Fiber comprenden 113 millones de euros para aumentos de capital, parcialmente compensados por las ganancias/(pérdidas) de valor razonable de derivados de coberturas de flujos de efectivo. Las empresas australianas de Bungala también reflejan la ganancia por valor razonable (32 millones de euros) en los contratos PPA firmados con los clientes tras la caída de los precios en el mercado australiano de *forwards*.

En los siguientes cuadros se ofrece un resumen de la información financiera de cada negocio conjunto y de cada empresa asociada del Grupo que no está clasificada como mantenida para la venta de acuerdo con la NIIF 5.

Millones de euros	Activos no corrientes		Activos corrientes		Total activos	
	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019
Negocios conjuntos						
Slovak Power Holding ⁽¹⁾	10 813	10 206	676	700	11 489	10 906
Zacapa Topco Sàrl	1253	1376	117	99	1370	1475
Rusenergosbyt	2	3	120	144	122	147
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	82	146	128	132	210	278
Energie Electrique de Tahaddart	62	77	18	20	80	97
Asociadas						
CESI	202	198	25	13	227	211
Tecnatom	60	62	58	64	118	126
Suministradora Eléctrica de Cádiz	67	19	32	66	99	85
Compañía Eólica Tierras Altas	21	4	3	23	24	27

(1) Las cifras al 31 de diciembre de 2019 de Slovak Power Holding se han actualizado con respecto a las publicadas en la Memoria Anual de 2019 con el fin de ajustarlas a los estados financieros aprobados el 29 de mayo de 2020.

Millones de euros	Ingresos totales		Utilidad / (pérdida) antes de impuestos		Ingresos (pérdidas) de operaciones continuadas	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Negocios conjuntos						
Slovak Power Holding ⁽¹⁾	2954	2601	163	125	120	96
Zacapa Topco Sàrl	221	208	7	(22)	(3)	(32)
Rusenergosbyt	2198	2548	112	111	90	89
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	114	145	17	21	8	14
Energie Electrique de Tahaddart	33	37	5	9	3	6
Asociadas						
CESI	122	111	(14)	9	(16)	6
Tecnatom	78	104	(5)	2	(5)	2
Suministradora Eléctrica de Cádiz	25	18	21	11	14	11
Compañía Eólica Tierras Altas	8	12	-	2	-	1

(1) Las cifras al 31 de diciembre de 2019 de Slovak Power Holding se han actualizado con respecto a las publicadas en la Memoria Anual de 2019 con el fin de ajustarlas a los estados financieros aprobados el 29 de mayo de 2020.

Pasivos no corrientes		Pasivos corrientes		Total pasivo		Patrimonio	
al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019
6922	6461	802	754	7724	7215	3765	3691
729	753	90	73	819	826	551	649
-	-	106	131	106	131	16	16
21	25	33	85	54	110	156	168
5	6	6	8	11	14	69	83
17	21	-	-	17	21	210	190
23	35	33	24	56	59	62	67
18	33	45	20	63	53	36	32
2	2	2	2	4	4	20	23

Además, a continuación se informan los requisitos de divulgación financiera establecidos en la NIIF 12 para las subsidiarias con participaciones no controladoras significativas.

Millones de euros	Activos no corrientes		Activos corrientes		Total activo		Pasivos no corrientes	
	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019
Subsidiarias								
Grupo Enel Américas	21 337	26 278	4 582	5 570	25 919	31 848	8 827	11 230
Grupo Enel Chile	9 295	9 711	170	367	9 465	10 078	3 027	3 332
Grupo Endesa	41 819	41 722	1 386	1 087	43 205	42 809	12 869	12 440

Millones de euros	Total ingresos		Utilidad antes de impuestos	
	2020	2019	2020	2019
Subsidiarias				
Grupo Enel Américas	10 350	12 601	1 187	1 974
Grupo Enel Chile	2 775	3 482	(133)	469
Grupo Endesa	17 065	18 468	1 965	114

Pasivos corrientes		Total pasivoPatrimonio				Patrimonio atribuible a propietarios de la Sociedad Matriz Participaciones no controladoras			
al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019
5495	5668	14 322	16 898	11 597	14 950	6643	8231	4954	6719
1066	1049	4093	4381	5372	5697	3326	3363	2046	2334
7101	6943	19 970	19 383	23 235	23 426	17 366	17 466	5869	5960

Ingresos de operaciones continuadas		Ingresos atribuibles a propietarios de la Sociedad Matriz		Ingresos atribuibles a participaciones no controladoras	
2020	2019	2020	2019	2020	2019
738	1844	274	784	464	1060
(40)	394	(25)	230	(15)	164
1551	93	1082	57	469	36

25. Derivados

Millones de euros	No corrientes		Corrientes	
	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019
Activos financieros por derivados	1236	1383	3471	4065
Pasivos financieros por derivados	3606	2407	3531	3554

Para mayor información sobre derivados clasificados como activos y pasivos financieros no corrientes, véase la nota 47 sobre derivados de cobertura y derivados de negociación.

26. Activos/(pasivos) del contrato corrientes/no corrientes

Millones de euros	No corrientes		Corrientes	
	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019
Activos del contrato	304	487	176	166
Pasivos del contrato	6191	6301	1275	1328

Los activos no corrientes derivados de contratos con clientes (activos del contrato) se refieren principalmente a los activos en desarrollo resultantes de acuerdos de concesión de servicios entre el sector público y el privado reconocidos de conformidad con la CINIIF 12 y que tienen un vencimiento mayor a 12 meses (297 millones de euros). Estos casos surgen cuando el concesionario no ha obtenido aún el pleno derecho a reconocer el activo por parte del concedente a la hipotética conclusión del acuerdo de concesión, ya que continúa existiendo la obligación contractual de garantizar que el activo entre en funcionamiento. Al 31 de diciembre de 2020, la cifra incluye las inversiones del ejercicio por un importe de 649 millones de euros.

Los activos del contrato corrientes se refieren principalmente a contratos de construcción en curso (154 millones de euros) por facturar, pagos

que están sujetos al cumplimiento de una obligación de resultado.

La cifra al 31 de diciembre de 2020 de los pasivos contractuales no corrientes es atribuible principalmente a la distribución en Italia (3359 millones de euros), España (2400 millones de euros) y Rumanía (425 millones de euros) como resultado del tratamiento contable de los ingresos por conexiones de nuevos clientes con facturación anticipada a la finalización de la obligación de resultado.

Los pasivos contractuales corrientes incluyen los pasivos contractuales relacionados con los ingresos de las conexiones a la red eléctrica que vencen en un plazo de 12 meses, por un importe de 859 millones de euros, reconocidos principalmente en Italia y España, así como los pasivos por contratos de construcción en curso (387 millones de euros).

27. Otros activos financieros no corrientes - 5159 millones de euros

	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	Cambio	
Inversiones de capital en otras empresas medidas a valor razonable	70	72	(2)	-2,8 %
Activos financieros y títulos valores incluidos en la deuda financiera neta (véase la nota 27.1)	2745	3185	(440)	-13,8 %
Acuerdos de concesión de servicios	2300	2702	(402)	-14,9 %
Anticipos de pagos financieros no corrientes	44	47	(3)	-6,4 %
Total	5159	6006	(847)	-14,1 %

La reducción de «otros activos financieros no corrientes» refleja principalmente:

• una disminución de los activos financieros incluidos en la deuda financiera neta, tal como se detalla en la nota 27.1;

• la evolución adversa de los tipos de cambio, principalmente para los

acuerdos de concesión de servicios (en aplicación de la CINIIF 12) en Brasil.

A continuación se desglosan las inversiones de capital en otras empresas medidas a valor razonable.

Millones de euros	% de participación		% de participación		Cambio
	al 31 de diciembre de 2020		al 31 de diciembre de 2019		
Galsi	-	17,6 %	14	17,6 %	(14)
Empresa Propietaria de la Red SA	5	11,1 %	17	11,1 %	(12)
European Energy Exchange	13	2,4 %	8	2,2 %	5
Athonet Srl	7	16,0 %	7	16,0 %	-
Korea Line Corporation	1	0,3 %	2	0,3 %	(1)
Hubject GmbH	10	12,5 %	10	12,5 %	-
Termoeléctrica José de San Martín SA	10	3,3 %	-	-	10
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	11	3,7 %	-	-	11
Otros	13		14		(1)
Total	70		72		(2)

La variación en «inversiones de capital en otras empresas medidas a valor razonable» refleja la pérdida por deterioro total reconocida por Enel Produzione en la inversión mantenida en Galsi y la pérdida por deterioro de 12 millones de euros en la inversión

que posee Enel SpA en Empresa Propietaria de la Red. Estos efectos fueron compensados sobre todo por el nuevo importe en libros reconocido para Termoeléctrica José de San Martín SA y Termoeléctrica Manuel Belgrano SA.

27,1 Otros activos financieros no corrientes incluidos en la deuda financiera neta - 2745 millones de euros

Millones de euros	al 31 de diciembre de		al 31 de diciembre de		Cambio
	2020		2019		
Títulos valores a FVOCI	408		416	(8)	-1,9 %
Otros activos financieros	2337		2769	(432)	-15,6 %
Total	2745		3185	(440)	-13,8 %

Los títulos valores medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral (FVOCI) representan instrumentos financieros en los que las compañías de seguros holandesas invierten una parte de su liquidez.

La reducción de «otros activos financieros» se atribuye principalmente a:

354 millones de euros por la pérdida por deterioro de la cuenta por cobrar adeudada a Enel Produzione por EP Slovakia BV por la venta del 50 % de su inversión en Slovak Power Holding BV;

• 93 millones de euros en relación con la reclasificación, de activos financieros a mediano y largo plazo a activos financieros y títulos valores a corto plazo, de la parte corriente del importe adeudado a e-distribuzione con cargo al Fondo de Servicios Energéticos y Ambientales (56 millones de euros) y el importe adeudado a la misma empresa en relación con el reembolso de los costos extraordinarios incurridos por los distribuidores para la sustitución anticipada de medidores electromecánicos por dispositivos electrónicos (37 millones de euros).

28. Otros activos financieros corrientes - 5113 millones de euros

Millones de euros					
	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	Cambio		
Activos financieros corrientes incluidos en la deuda financiera neta (véase la nota 28.1)	4971	4158	813	19,6 %	
Otros	142	147	(5)	-3,4 %	
Total	5113	4305	808	18,8 %	

28,1 Otros activos financieros corrientes incluidos en la deuda financiera neta - 4971 millones de euros

Millones de euros					
	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	Cambio		
Parte corriente de los activos financieros a largo plazo	1428	1585	(157)	-9,9 %	
Títulos valores a FVOCI	67	61	6	9,8 %	
Activos financieros y garantía de efectivo	3223	2153	1070	49,7 %	
Otros	253	359	(106)	-29,5 %	
Total	4971	4158	813	19,6 %	

La variación de la partida se debe principalmente a:

- * 1070 millones de euros por concepto del aumento de las garantías en efectivo pagadas a las contrapartes por las transacciones con derivados;
- * 157 millones de euros por concepto de la reducción de la parte corriente de los activos financieros a largo plazo, que refleja fundamentalmente:
 - la disminución de los activos financieros relacionados con el déficit del sistema eléctrico español (71 millones de euros);
 - la compensación en 2020 de los activos financieros relativos al déficit tarifario brasileño con una serie de pasivos por partidas reglamentarias tras la solución de un litigio judicial y la

- sentencia de las autoridades judiciales a favor de los concesionarios del servicio público de distribución eléctrica (95 millones de euros);
- un aumento de los activos financieros para depósitos de garantía (46 millones de euros);
- * 106 millones de euros por la disminución de la partida residual «otros», que refleja principalmente la reducción de una serie de activos financieros en Sudáfrica e Italia y la depreciación de las divisas en América Latina.

29. Otros activos no corrientes - 2494 millones de euros

Millones de euros					
	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	Cambio		
Importes adeudados por operadores institucionales del mercado	186	232	(46)	-19,8 %	

Otros activos	2308	2469	(161)	-6,5 %
Total	2494	2701	(207)	-7,7 %

Los importes adeudados por operadores institucionales del mercado disminuyeron en 46 millones de euros con respecto al año anterior, principalmente en España como consecuencia de la retribución de las operaciones de distribución.

Al 31 de diciembre de 2020, otros activos incluyen principalmente activos por impuestos por un valor de 1539 millones de euros (1587 millones de euros al 31 de diciembre de 2019), depósitos de garantía por un valor de 330 millones de euros (418 millones de euros a finales de 2019) y subvenciones no monetarias

que se recibirán en relación con los certificados verdes que ascienden a

73 millones de euros (37 millones de euros al 31 de diciembre de 2019).

La variación del ejercicio refleja principalmente los activos por impuestos reconocidos por Enel Distribuição São Paulo y Enel Distribuição Ceará en relación con la controversia PIS/COFINS en Brasil, por un importe de 211 millones de euros, que fue compensado con creces por la depreciación del real brasileño.

30. Otros activos corrientes - 3578 millones de euros

Millones de euros					
	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	Cambio		
Importes adeudados por operadores institucionales del mercado	1265	732	533	72,8 %	
Anticipos a proveedores	309	314	(5)	-1,6 %	
Importes adeudados por empleados	30	28	2	7,1 %	
Importes adeudados por otros	956	1,084	(128)	-11,8 %	
Activos por impuestos diversos	848	797	51	6,4 %	
Ingresos de operación acumulados y pagos anticipados	170	160	10	6,3 %	
Total	3578	3115	463	14,9 %	

Los importes adeudados por los operadores institucionales del mercado incluyen importes adeudados en relación con el sistema italiano por un valor de 890 millones de euros (450 millones de euros al 31 de diciembre de 2019) y el sistema español por un valor de 337 millones de euros (254 millones de euros al 31 de diciembre de 2019). El aumento es fundamentalmente atribuible al incremento de los importes adeudados en Italia en relación con el Fondo de Servicios Energéticos y Ambientales, principalmente que mantiene e-distribuzione (207 millones de euros) y Servizio Elettrico Nazionale (249 millones de euros), básicamente en relación con los mecanismos de nivelación.

El aumento de 51 millones de euros en activos por impuestos diversos se debe principalmente a un incremento de los créditos por impuestos indirectos y derechos.

Los importes adeudados por otros disminuyeron fundamentalmente debido a una disminución de los anticipos pagados a terceros, una reducción de las cuentas por cobrar de las instituciones de pensiones y seguros y una disminución de otros importes diversos.

31. Inventarios - 2401 millones de euros

Millones de euros					
	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	Cambio		
Materias primas y materiales auxiliares, y consumibles:					
- combustibles	595	857	(262)	-30,6 %	
- materiales, equipos y otros inventarios	1542	1493	49	3,3 %	
Total	2137	2350	(213)	-9,1 %	
Certificados ambientales:					
- Derechos de emisión de CO ₂	159	96	63	65,6 %	
- certificados verdes	5	12	(7)	-58,3 %	
- certificados blancos	7	1	6	-	
Total	171	109	62	56,9 %	
Edificios mantenidos para venta	52	54	(2)	-3,7 %	
Pagos a cuenta	41	18	23	-	
TOTAL	2401	2531	(130)	-5,1 %	

Las materias primas y los materiales auxiliares, así como los consumibles, consisten en materiales y equipos utilizados para la operación, el mantenimiento y la construcción de las centrales de generación y las redes de distribución de energía, así como en los inventarios de combustible para cubrir las necesidades del Grupo en las actividades de generación y comercialización.

La variación del ejercicio se debe principalmente a la depreciación de inventarios de combustible y materiales asociados a las centrales sujetas a deterioro de valor, principalmente en Italia y .

Chile, como consecuencia del proceso de transición energética iniciado por el Grupo. Entre otros factores se encuentra la reducción de inventarios en Rusia tras la disposición de la planta Reftinskaya GRES en el último trimestre de 2019. Esta evolución se ha visto parcialmente compensada por un aumento de los derechos de emisión de CO₂ en España como consecuencia de la disminución de la obligación de cumplimiento debido a la reducción de la generación de altas emisiones.

32. Cuentas por cobrar comerciales - 12 046 millones de euros

Millones de euros					
	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	Cambio		
Clientes:					
- venta y transporte de electricidad	7986	8532	(546)	-6,4 %	
- distribución y venta de gas	900	1284	(384)	-29,9 %	
- otros activos	2945	3014	(69)	-2,3 %	
Total cuentas por cobrar comerciales con clientes	11,831	12,830	(999)	-7.8%	
Cuentas por cobrar comerciales con asociadas y negocios conjuntos	215	253	(38)	-15.0%	
TOTAL	12,046	13,083	(1,037)	-7.9%	

Las cuentas por cobrar comerciales con clientes se reconocen netas de correcciones de valor por pérdidas, que ascendían a 3287 millones de euros al final del ejercicio, frente a un saldo de 2980 millones de euros al final del año anterior. En concreto, la reducción del ejercicio, que asciende a 1037 millones de euros, reconocida principalmente en Italia (819 millones de euros) y América Latina (176 millones de euros), se debe a la disminución de las cuentas por cobrar por venta y transporte de electricidad y gas, al deterioro del estado de cobranza de algunas cuentas por cobrar y al aumento de las depreciaciones, todo ello relacionado con los efectos de la pandemia de la COVID-19, así como con la depreciación de las monedas latinoamericanas.

Para mayor información sobre cuentas por cobrar comerciales, véase la nota 44 «Instrumentos financieros».

33. Efectivo y equivalentes de efectivo - 5906 millones de euros

El efectivo y los equivalentes de efectivo, que se detallan en el siguiente cuadro, disminuyeron especialmente en el caso de la Sociedad Matriz, debido a las salidas de efectivo vinculadas a la adquisición de participaciones adicionales en subsidiarias de América Latina y a la depreciación de las monedas locales.

Millones de euros					
	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	Cambio		
Depósitos bancarios y en cajas postales	5699	7910	(2211)	-28,0 %	
Efectivo y equivalentes de efectivo disponibles	42	87	(45)	-51,7 %	
Otras inversiones de liquidez	165	1032	(867)	-84,0 %	
Total	5906	9029	(3123)	-34,6 %	

34. Activos y pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta - 1416 millones de euros y 808 millones de euros

La evolución de los activos mantenidos para la venta durante 2020 puede desglosarse de la siguiente manera:

Millones de euros					
	al 31 de diciembre de 2019	Reclasificación de/a activos corrientes y no corrientes	Disposiciones y cambios en el ámbito de consolidación	Otros cambios	a 31 de diciembre de 2020
Propiedades, planta y equipo	14	747	(10)	30	781
Activos intangibles	7	56	(7)	2	58
Activos por impuestos diferidos	-	17	-	1	18
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	80	489	(79)	(1)	489
Activos financieros no corrientes	-	11	-	-	11
Efectivo y equivalentes de efectivo	-	28	-	1	29
Inventarios, cuentas por cobrar comerciales y otros activos corrientes	-	29	-	1	30
Total	101	1377	(96)	34	1416

Los cambios en los pasivos incluidos en los grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta en 2020 fueron los siguientes:

Millones de euros				
	al 31 de diciembre de 2019	Reclasificación de/a pasivos corrientes y no corrientes	Otros cambios	al 31 de diciembre de 2020
Préstamos a largo plazo		660	27	
Provisiones para riesgos y gastos, parte no corriente	-	2	-	2
Pasivos por impuestos diferidos	-	16	1	17
Pasivos financieros no corrientes	-	54	3	57
Otros pasivos no corrientes	3	-	(3)	-
Otros pasivos financieros corrientes	-	11	1	12
Cuentas por cobrar comerciales y otros pasivos corrientes	-	33	-	33
Total	3	776	29	808

Los activos y pasivos incluidos en los grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2020 ascendieron a 1416 millones de euros y 808 millones de euros, respectivamente, y comprenden principalmente una serie de empresas de energías renovables mantenidas para la venta en Sudáfrica y Bulgaria, que, tras las decisiones de la gerencia, cumplen los requisitos de la NIIF 5 para su clasificación dentro de este grupo.

Al 31 de diciembre de 2020, la inversión contabilizada utilizando el método de la participación en OpEn Fiber, con un importe en libros de 489 millones de euros, se reclasificó como mantenida para la venta.

El acumulado incluye también la central mantenida para la venta que constituye la unidad de negocio Enel Produzione conformada por el emplazamiento de «Ettore»

Majorana» en Termini Imerese por un importe de 4 millones de euros, así como la central con un importe en libros de 2 millones de euros de la empresa panameña Llano Sánchez Solar Power One SA.

Durante el año 2020 se vendieron varias empresas hidroeléctricas en poder de Enel North America, que anteriormente se habían clasificado como disponibles para la venta, lo que produjo una ganancia de capital de aproximadamente 2 millones de euros, al igual que la central Rionegro en Colombia, que también se clasificó en esa partida.

Por último, la deuda neta relativa a los activos y pasivos mantenidos para la venta ascendió a 646 millones de euros.

35. Patrimonio - 42 357 millones de euros

35.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la Sociedad Matriz - 28 325 millones de euros

Capital social - 10 167 millones de euros

Al 31 de diciembre de 2020, el capital social de Enel SpA, íntegramente suscrito y pagado, ascendía a 10 166 679 946 euros, representado por el mismo número de acciones ordinarias con un valor nominal de 1 euro cada una.

El capital social no ha cambiado en comparación con el importe comunicado al 31 de diciembre de 2019.

Al 31 de diciembre de 2020, según el registro de accionistas y las notificaciones presentadas a la CONSOB y recibidas por la Sociedad Matriz de conformidad con el artículo 120 del Decreto Legislativo 58 del 24 de febrero de 1998, así como otra información disponible, los accionistas con una participación superior al 3 % en el capital social de la Sociedad Matriz eran el Ministerio de Economía y Finanzas (con una participación del 23,585 %), BlackRock Inc. (con una participación del 5,081 % con fines de gestión de activos) y Capital Research and Management Company (con una participación del 5,029 % con fines de gestión de activos).

Reserva de acciones propias en cartera - (3) millones de euros

Al 31 de diciembre de 2020, las acciones propias en cartera están representadas por 3 269 152 acciones ordinarias de Enel SpA con un valor nominal de 1,00 euros cada una (1 549 152 al 31 de diciembre de 2019), adquiridas a través de un intermediario calificado por un importe total de 23 millones de euros. La diferencia entre el importe pagado y el valor nominal se reconoce como una reducción del patrimonio en la reserva de primas de emisión.

Otras reservas - (39) millones de euros

Reserva de primas de emisión - 7476 millones de euros

De conformidad con el artículo 2431 del Código Civil italiano, la reserva de primas de emisión contiene, en el caso de emisión de acciones a un precio superior al valor nominal, la diferencia entre el precio de emisión de las acciones y su valor nominal, incluidas las resultantes de

la conversión de bonos. La reserva, que es una reserva de capital, no puede distribuirse hasta que la reserva legal haya alcanzado el umbral establecido en el artículo 2430 del Código Civil italiano. La variación de 11 millones de euros en el ejercicio refleja la compra de acciones propias en cartera en apoyo del Plan LTI 2020.

Reserva para instrumentos de patrimonio - bonos híbridos perpetuos

- 2386 millones de euros

Esta reserva se creó con la suscripción de un

bono híbrido perpetuo por un importe, neto de costos de transacción, de 592 millones de euros y con la conversión de bonos ya emitidos y convertidos en bonos híbridos perpetuos por un importe, neto de costos de transacción, de 1794 millones de euros.

Reserva legal - 2034 millones de euros

La reserva legal está conformada por la parte de las utilidades que, de conformidad con el artículo 2430 del Código Civil italiano, no pueden distribuirse como dividendos.

Otras reservas - 2268 millones de euros

Incluyen 2215 millones de euros relacionados con la parte restante de los ajustes realizados cuando Enel pasó de ser una entidad pública a una sociedad anónima.

De conformidad con el artículo 47 del Texto Único Ordenado del Código del Impuesto a las Ganancias (*Testo Unico Imposte sul Reddito - TUIR*), este importe no constituye una renta imponible cuando se distribuye.

Reserva de conversión - (7046) millones de euros

La disminución del ejercicio, de 3244 millones de euros, se debe principalmente a la revaluación neta del euro frente a las monedas extranjeras utilizadas por las subsidiarias y al cambio en el ámbito de consolidación relacionado con la compra del 5,03 % de Enel Américas y del 2,89 % de Enel Chile.

Reserva de cobertura - (1917) millones de euros

Este importe incluye el gasto neto reconocido en el patrimonio por la medición de los derivados de cobertura de flujos de efectivo. El efecto fiscal acumulado equivale a 305 millones de euros.

Reserva de costos de cobertura - (242) millones de euros

En aplicación de la NIIF 9, estas reservas incluyen las ganancias y pérdidas por valor razonable de los puntos básicos de divisas y los puntos de *forwards*. El efecto fiscal acumulado equivale a 5 millones de euros.

Reserva de medición de instrumentos

financieros a FVOCI - (1) millón de euros

Incluye las pérdidas netas no realizadas por variaciones en el valor razonable de los activos financieros.

El efecto fiscal acumulado equivale a una cifra negativa de

2 millones de euros.

Reserva de inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación -

(128) millones de euros

La reserva recoge la parte del resultado integral que debe reconocerse directamente en el patrimonio de las empresas participadas contabilizadas utilizando el método de la participación. El efecto fiscal acumulado equivale a 26 millones de euros.

Reserva actuarial - (1196) millones de euros

Esta reserva incluye todas las pérdidas y ganancias actuariales, netas de efectos fiscales. La variación se debe principalmente a la disminución de las pérdidas actuariales netas reconocidas durante el ejercicio, que reflejan sobre todo las variaciones de la tasa de descuento, y a la reclasificación tras la reducción de una serie de planes de beneficios definidos a raíz de la firma del V Convenio Colectivo de Endesa. El efecto fiscal acumulado equivale a 329 millones de euros.

Reserva por disposición de participaciones sin pérdida de control - (2381) millones de euros

En esta partida se informa principalmente:

- la ganancia contabilizada en la oferta pública de acciones de Enel Green Power, neta de gastos asociados a la disposición y los impuestos correspondientes;

La venta de participaciones no controladoras reconocida como resultado del aumento de capital de Enersis (ahora Enel Américas y Enel Chile);

La pérdida de capital, neta de gastos asociados a la disposición y los impuestos correspondientes, de la oferta pública de venta del 21,92 % de Endesa;

- los ingresos procedentes de la disposición de la participación no controladora en Enel Green Power North America Renewable Energy Partners;

- los efectos de la absorción de Endesa Américas y Chilectra Américas por Enel Américas;
- la disposición a terceros de una participación no controladora sin pérdida de control en Enel Green Power North America Renewable Energy Partners y una serie de empresas en Sudáfrica.

La reserva no sufrió variación en 2020.

Reserva por adquisiciones de participaciones no controladoras

(1292) millones de euros

Esta reserva incluye principalmente el excedente de los precios de adquisición con respecto al importe en libros de la participación adquirida tras la adquisición a terceros de otras participaciones en empresas ya controladas en América Latina y en Italia (Enel Green Power SpA).

La variación del ejercicio refleja principalmente los efectos del aumento del 5,03 % de la participación en Enel Américas y del 2,89 % de la participación en Enel Chile, con lo que las participaciones totales ascienden al 65 % y al 64,93 %, respectivamente.

Utilidades acumuladas - 18 200 millones de euros

En esta partida se informan los ingresos de años anteriores que no se han distribuido ni asignado a otras reservas.

En la siguiente tabla se muestran los cambios en las ganancias y pérdidas reconocidas directamente en otro resultado integral, incluidas

las participaciones no controladoras, con información específica de los efectos fiscales correspondientes.

Millones de euros					
	al 31 de diciembre de 2019				
Total	Correspondientes a los propietarios de la Sociedad Matriz	Correspondientes a las participaciones no controladoras	Ganancias/(Pérdidas) reconocidas en el patrimonio durante el ejercicio	Liberado a ganancias o pérdidas	
Reserva de conversión	(7190)	(3471)	(3719)	(4510)	-
Reserva de cobertura	(1968)	(1627)	(341)	(2121)	2003
Reserva de costos de cobertura	(145)	(147)	2	(91)	(6)
Reserva de medición de instrumentos financieros a FVOCI	1	2	(1)	1	(3)
Participación en OCI de las asociadas contabilizadas utilizando el método de la participación	(166)	(168)	2	(10)	-
Reserva por medición de inversiones de capital en otras empresas	(11)	(11)	-	(21)	-
Reserva actuarial	(1475)	(1045)	(430)	(516)	-
Total ganancias/(pérdidas) reconocidas en el patrimonio	(10 954)	(6467)	(4487)	(7268)	1994

Cambio		al 31 de diciembre de 2020					
		Correspondientes a propietarios de la Sociedad Matriz	Correspondientes a participaciones no controladoras	Total	Correspondiente a propietarios de la Sociedad Matriz	Correspondiente a participaciones no controladoras	
Impuestos	Total						
-	(4510)	(2987)	(1523)	(11700)	(6458)	(5242)	
(150)	(268)	(294)	26	(2236)	(1921)	(315)	
(2)	(99)	(95)	(4)	(244)	(242)	(2)	
1	(1)	(1)	-	-	1	(1)	
1	(9)	(9)	-	(175)	(177)	2	
-	(21)	(21)	-	(32)	(32)	-	
163	(353)	(231)	(122)	(1828)	(1276)	(552)	
13	(5261)	(3638)	(1623)	(16 215)	(10 105)	(6110)	

35.2 Dividendos

	Importe distribuido (millones de euros)	Dividendo por acción (euros)
Dividendos pagados en 2019		
Dividendos correspondientes a 2018	2847	0,28
Dividendos a cuenta correspondientes a 2019 ⁽¹⁾	-	-
Dividendos especiales	-	-
Total dividendos pagados en 2019	2847	0,28
Dividendos pagados en 2020		
Dividendos correspondientes a 2019	3334	0,33
Dividendos a cuenta correspondientes a 2020 ⁽²⁾	-	-
Dividendos especiales	-	-
Total dividendos pagados en 2020	3334	0,33

(1) Aprobado por el Directorio el 12 de noviembre de 2019 y pagado a partir del 22 de enero de 2020 (dividendo a cuenta de 0,16 euros por acción, por un total de 1627 millones de euros).

(2) Aprobado por el Directorio el 5 de noviembre de 2020 y pagado a partir del 20 de enero de 2021 (dividendo a cuenta de 0,175 euros por acción, por un total de 1779 millones de euros).

El dividendo correspondiente a 2020 es de 0,358 euros por acción, por un importe total de 3640 millones de euros (de los cuales 0,175 euros por acción, por un total de 1779 millones de euros, ya han sido pagados como dividendo a cuenta a partir del 20 de enero de 2021) aprobado por el Directorio el 18 de marzo de 2020 y propuesto a la Junta de Accionistas del 20 de mayo de 2021 en convocatoria única. En estos estados financieros consolidados no se toma en cuenta los efectos de la distribución a los accionistas del dividendo correspondiente a 2020, salvo el pasivo frente a los accionistas por el dividendo a cuenta de 2020, aprobado por el Directorio el 5 de noviembre de 2020 por un potencial máximo de 1779 millones de euros, y pagado a partir del 20 de enero de 2021, neto de la parte correspondiente a los 3 269 152 millones de acciones propias en cartera que se mantienen a la fecha de registro del 19 de enero de 2021.

Gestión del capital

Los objetivos del Grupo en materia de gestión del capital consisten en salvaguardar el negocio como negocio en marcha, generar valor para las partes interesadas y apoyar el desarrollo del Grupo. En particular, el Grupo trata de mantener una capitalización adecuada que le permita obtener un retorno satisfactorio para los accionistas y garantizar el acceso a fuentes de financiación externas, en parte manteniendo una calificación adecuada. En este contexto, el Grupo gestiona su estructura de capital y realiza ajustes cuando los cambios en las condiciones económicas lo requieren. No hubo cambios sustanciales en los objetivos, políticas o procesos en 2020.

Para ello, el Grupo vigila constantemente la evolución del nivel de su deuda en relación con el patrimonio. La situación al 31 de diciembre de 2020 y 2019 se resume en el siguiente cuadro:

Millones de euros	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	Cambio
Deuda financiera no corriente	49 519	54 174	(4655)
Posición financiera actual neta	(1359)	(5814)	4455
Activos financieros no corrientes y títulos valores a largo plazo	(2745)	(3185)	440
Deuda financiera neta	45 415	45 175	240
Patrimonio atribuible a los propietarios de la Sociedad Matriz	28 325	30 377	(2052)

Participaciones no controladoras	14032	16 561	(2529)
Patrimonio	42 357	46 938	(4581)
Ratio deuda/patrimonio	1,07	0,96	-

El aumento porcentual del ratio de endeudamiento es atribuible a la reducción en el patrimonio, que refleja fundamentalmente la evolución adversa de los tipos de cambio, y al aumento de la deuda financiera neta, que refleja principalmente las necesidades de financiación de las inversiones en el ejercicio, el pago de dividendos y las transacciones extraordinarias con participaciones no controladoras relacionadas con la adquisición de

participaciones adicionales en Enel Américas y Enel Chile. Véase la nota 43 para el desglose de las partidas individuales del cuadro.

35.3 Participaciones no controladoras - 14 032

millones de euros En el siguiente cuadro se presenta la composición de las participaciones no controladoras por zona geográfica.

Millones de euros controladoras	Participaciones no		Resultado del ejercicio atribuible a las participaciones no controladoras	
	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019
Italia	2	1	-	(2)
Iberia	5869	5961	468	36
América Latina	7206	9277	477	1256
Europa	638	903	55	6
América del Norte	160	222	6	(1)
África, Asia y Oceanía	157	197	6	7
Total	14 032	16 561	1012	1302

La disminución de la parte atribuible a las participaciones no controladoras refleja principalmente los efectos del tipo de cambio, los dividendos

y el aumento del porcentaje de participación en Enel Américas y Enel Chile.

36. Préstamos

Millones de euros	No corrientes		Corrientes	
	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019
Préstamos a largo plazo	49 519	54 174	3168	3409
Préstamos a corto plazo	-	-	6345	3917
Total	49 519	54 174	9513	7326

Para mayor información sobre la naturaleza de los préstamos, véase la nota 44 «Instrumentos financieros por categoría».

37. Beneficios a los empleados - 2964 millones de euros

El Grupo ofrece a sus empleados una serie de beneficios, entre los que se incluyen beneficios de compensación diferida, pago adicional por haber alcanzado los límites de edad o el derecho a la pensión de jubilación, bonos de fidelidad por alcanzar límites de antigüedad, planes de jubilación y salud complementarios, descuentos en el suministro de electricidad residencial y beneficios similares. Más concretamente:

En el caso de Italia, la partida «beneficios por pensiones» se refiere a las estimaciones realizadas para cubrir los beneficios adeudados en virtud de los regímenes de

jubilación complementarios de los directivos jubilados y las beneficios adeudados al personal por ley o por contrato en el momento del cese de la relación laboral. En el caso de las empresas extranjeras, la partida se refiere a los beneficios posempleo, siendo los más importantes de ellos los referidos a regímenes de beneficios por pensiones de Endesa en España, que se desglosan en tres tipos, los cuales se diferencian en función de la antigüedad del empleado y de la empresa. En general, según el acuerdo marco del 25 de octubre de 2000, los empleados participan en un plan de aportaciones definidas específico y, en caso de invalidez o fallecimiento de los empleados activos, en un plan de beneficios definidos que está cubierto

por las correspondientes pólizas de seguro. Además, el Grupo cuenta con otros dos planes de afiliación limitada (i) para los empleados actuales y jubilados de Endesa cubiertos por el convenio de negociación colectiva del sector eléctrico antes de los cambios introducidos con el acuerdo marco arriba mencionado y (ii) para los empleados de las empresas catalanas fusionadas en el pasado (Fecsa/Enher/HidroEmpordà). Ambos son planes de beneficios definidos y los beneficios están totalmente asegurados, a excepción del primer plan de beneficios en caso de fallecimiento de un empleado jubilado. Por último, las empresas brasileñas también han establecido planes de beneficios definidos;

- ' la partida «descuento en electricidad» comprende los beneficios relativos al suministro de electricidad asociados a empresas extranjeras. En el caso de Italia, este beneficio, que se concedía hasta finales de 2015 solo a los empleados jubilados, se canceló unilateralmente;
- ' la partida «seguro de enfermedad» se refiere a los beneficios para los empleados actuales o jubilados que cubren los gastos médicos;
- ' la partida «otros beneficios» se refieren principalmente al bono de fidelidad, que se adopta en varios países y que, en el caso de Italia, está representada por el pasivo estimado para el beneficio que da derecho a los empleados cubiertos por el convenio de negociación colectiva nacional de los trabajadores del sector eléctrico a una bonificación por la consecución de hitos de antigüedad (25 y 35 años de servicio).

Asimismo, incluye otros planes de incentivos, que prevén la concesión a determinados directivos de la empresa de una bonificación monetaria sujeta a determinadas condiciones.

En el siguiente cuadro se muestra la evolución de la obligación de beneficios definidos

por beneficios posempleo y otros beneficios a largo plazo para los empleados al 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, respectivamente, así como una conciliación de dicha obligación con el pasivo actuarial.

Millones de euros	2020				
	Beneficios de pensiones	Descuento en electricidad	Seguro de salud	Otros beneficios	Total
CAMBIOS EN LAS OBLIGACIONES ACTUARIALES					
Obligación actuarial al inicio del ejercicio	5691	904	263	242	7100
Costo del servicio actual	18	3	4	38	63
Gastos financieros	249	5	7	4	265
(Ganancias)/pérdidas actuariales derivadas de cambios en los supuestos demográficos	45	12	6	1	64
(Ganancias)/pérdidas actuariales derivadas de cambios en los supuestos financieros	105	19	(2)	2	124
Ajustes por experiencia	466	(21)	(7)	(8)	430
Costo del servicio pasado	(24)	(504)	(13)	(1)	(542)
(Ganancias)/pérdidas derivadas de liquidaciones	(584)	-	-	-	(584)
Diferencias de cambio	(1206)	(1)	(30)	(7)	(1244)
Aportaciones de empleadores	-	-	-	-	-
Aportaciones de empleados	1	-	-	-	1
Beneficios pagados	(358)	(16)	(11)	(48)	(433)
Otros cambios	5	2	-	(1)	6
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-
Obligación actuarial al final del ejercicio (A)	4408	403	217	222	5250
CAMBIOS EN LOS ACTIVOS DEL PLAN					
Valor razonable de los activos del plan al inicio del ejercicio	3374	-	-	-	3374
Ingresos financieros	160	-	-	-	160
Rendimiento esperado de los activos del plan, excluidos los importes incluidos en los ingresos financieros	85	-	-	-	85
Diferencias de cambio	(782)	-	-	-	(782)
Aportaciones de empleadores	342	16	11	21	390
Aportaciones de empleados	1	-	-	-	1
Beneficios pagados	(358)	(16)	(11)	(21)	(406)
Otros pagos	(523)	-	-	-	(523)
Cambios en el ámbito de consolidación	-	-	-	-	-
Valor razonable de los activos del plan al final del ejercicio (B)	2299	-	-	-	2299
EFFECTO DEL TECHO DEL ACTIVO					
Techo del activo al inicio del ejercicio	45	-	-	-	45

Ingresos financieros	3	-	-	-	3
Cambios en el techo del activo	(24)	-	-	-	(24)
Diferencias de cambio	(11)	-	-	-	(11)
Cambios en el ámbito de consolidación	-	-	-	-	-
Techo del activo al final del ejercicio	13	-	-	-	13
Pasivo neto en el estado de situación financiera (A-B+C)	2122	403	217	222	2964

2019				
Beneficios de pensiones	Descuento en electricidad	Seguro de salud	Otros beneficios	Total
5072	767	253	231	6323
20	4	4	32	60
335	15	10	5	365
(16)	-	1	-	(15)
701	91	15	8	815
94	55	(4)	13	158
(8)	-	-	2	(6)
-	-	-	-	-
(84)	-	(2)	1	(85)
-	-	-	-	-
2	-	-	-	2
(431)	(31)	(14)	(45)	(521)
6	3	-	(5)	4
-	-	-	-	-
5691	904	263	242	7100
3160	-	-	-	3160
235	-	-	-	235
272	-	-	-	272
(50)	-	-	-	(50)
186	31	14	16	247
2	-	-	-	2
(431)	(31)	(14)	(16)	(492)
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
3374	-	-	-	3374
24	-	-	-	24
2	-	-	-	2
20	-	-	-	20
(1)	-	-	-	(1)
-	-	-	-	-
45	-	-	-	45
2362	904	263	242	3771

La disminución del pasivo actuarial en comparación con 2019, equivalente a 807 millones de euros, se atribuye principalmente a la transferencia por parte de Enel Distribuição São Paulo en Brasil de parte de sus planes de beneficios definidos para empleados a empresas externas. Por lo tanto, estos planes se convirtieron en planes de aportaciones definidas, que no están sujetos a la medición actuarial.

Nótese también que las obligaciones relativas al personal del Grupo Enel no se han visto afectadas considerablemente por los efectos de la emergencia de la COVID-19, que se consideran temporales y a corto plazo.

Millones de euros		
	2020	2019
(Ganancias)/Pérdidas llevadas a resultados		
Costo del servicio y costo del servicio pasado	(509)	32
Gastos financieros netos	108	129
(Ganancias)/Pérdidas derivadas de liquidaciones	(61)	-
(Ganancias)/pérdidas actuariales en otras beneficios a largo plazo	31	25
Otros cambios	(9)	-
Total	(440)	186

Millones de euros		
	2020	2019
Variación de (ganancias)/pérdidas en OCI		
Rendimiento esperado de los activos del plan, excluidos los importes incluidos en los ingresos financieros	(85)	(272)
(Ganancias)/pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	626	958
Cambios en el techo de activos, excluidos los importes incluidos en los ingresos financieros	(24)	20
Otros cambios	(1)	(4)
Total	516	702

La disminución del costo reconocido en el resultado fue de 626 millones de euros. El impacto en el estado de resultados es, por tanto, menor que en 2019, debido principalmente a la firma en 2020 del V Convenio Colectivo de Endesa, que modificó el beneficio del descuento en electricidad para los empleados actuales y antiguos, con la consiguiente reversión de la provisión asociada.

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera al final del ejercicio se presenta neto del valor razonable de los activos del plan, que asciende a 2299 millones de euros al 31 de diciembre de 2020. Estos activos, que se encuentran en su totalidad en España y Brasil, se desglosan de la siguiente manera:

	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019
Inversiones cotizadas en mercados activos		
Instrumentos de patrimonio	7 %	8 %
Títulos valores de renta fija	63 %	68 %
Propiedades de inversión	2 %	3 %
Otros	-	-

Inversiones no cotizadas			
Activos en poder de empresas de seguros		-	-
Otros		28 %	21 %
Total		100 %	100 %

Las principales hipótesis actuariales utilizadas para el cálculo de los pasivos por concepto de beneficios a los empleados y los activos del plan,

que son coherentes con los utilizados el año anterior, se exponen en el siguiente cuadro:

	Italia	Iberia	América Latina	Otros países	Italia	Iberia	América Latina	Otros países
	2020				2019			
Tasa de descuento	0,00 % -0,50 %	0,00 % -0,61 %	2,55 % -7,95 %	0,75 % -6,30 %	0,00 % -0,70 %	0,00 % -1,14 %	3,40 % -7,59 %	1,20 % -6,45 %
Tasa de inflación	0,50 %	1,00 %	3,00 % -4,85 %	0,75 % -3,83 %	0,70 %	2,00 %	3,00 % -8,00 %	1,00 % -3,94 %
Tasa de incremento salarial	0,50 % -2,50 %	1,00 %	3,80 % -5,04 %	2,25 % -3,83 %	0,70 % -1,70 %	2,00 %	3,80 % -8,00 %	2,50 % -3,94 %
Tasa de aumento de los costos de atención de salud	1,50 %	3,20 %	7,12 % -8,00 %	-	1,70 %	3,20 %	7,12 % -8,00 %	-
Tasa de rendimiento esperado de los activos del plan	-	0,57 %	6,08 % -7,33 %	-	-	1,09 %	6,44 % -7,38 %	-

En la siguiente tabla se muestra el resultado de un análisis de sensibilidad que demuestra los efectos sobre la obligación por beneficios definidos de los cambios razonablemente posibles al final

del ejercicio en los supuestos actuariales utilizados en la estimación de la obligación.

	Beneficios de pensión	Descuento en electricidad	Seguro de salud	Otros beneficios	Beneficios de pensión	Descuento en electricidad	Seguro de salud	Otros beneficios
	al 31 de diciembre de 2020				al 31 de diciembre de 2019			
Reducción del 0,5 % de la tasa de descuento	239	30	11	(1)	321	78	15	5
Aumento del 0,5 % de la tasa de descuento	(190)	(30)	(15)	(11)	(285)	(73)	(19)	(7)
Aumento del 0,5 % de la tasa de inflación	(1)	(5)	(3)	(7)	(2)	(74)	(5)	(3)
Reducción del 0,5 % de la tasa de inflación	33	2	7	(4)	31	79	10	1
Aumento del 0,5 % de la remuneración	14	(2)	(3)	(3)	19	2	(2)	5
Aumento del 0,5 % de las pensiones que se pagan actualmente	15	(2)	(3)	(6)	9	(2)	(3)	(1)
Aumento del 1 % de los costos de salud	-	-	(2)	-	-	-	12	-
Aumento de 1 año en la esperanza de vida de los empleados activos y jubilados	27	(11)	2	(34)	179	36	19	(1)

En el análisis de sensibilidad se utilizó un enfoque que extrapola el efecto sobre la obligación por beneficios definidos de los cambios razonables en un supuesto actuarial individual, dejando las demás hipótesis sin cambios.

Las aportaciones que se prevé pagar a los planes de beneficios definidos

del año siguiente ascienden a 80 millones de euros.

En la siguiente tabla se muestran los pagos de beneficios previstos en los próximos años para los planes de beneficios definidos.

Millones de euros	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019
Dentro de 1 año	366	461
En 1-2 años	337	447
En 2-5 años	971	1288
Más de 5 años	1534	2040

38. Provisiones para riesgos y gastos - 6831 millones de euros

Millones de euros					
	al 31 de diciembre de 2020		al 31 de diciembre de 2019		
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	
Provisión para litigios, riesgos y otros gastos:					
- desmantelamiento de centrales nucleares	596	-	640	-	
- retiro, remoción y restauración de emplazamientos	2017	99	1840	102	
- litigios	734	86	938	132	
- certificados ambientales	-	42	-	33	
- impuestos y tasas	288	43	312	24	
- otros	757	343	762	504	
Total	4392	613	4492	795	
Provisión para incentivos de jubilación anticipada y otros planes de reestructuración	623	444	832	401	
Provisión para programas de reestructuración relacionados con la transición energética	759	-	-	-	
TOTAL	5774	1057	5324	1196	

Millones de euros	al 31 de diciembre de 2019	Devengado	Reversión	Utilización	Descuento	Provisiones para la retirada del emplazamiento y su restauración	Cambio en el ámbito de consolidación	Diferencias de cambio	Otros cambios	Reclasificación de pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta	al 31 de diciembre de 2020
Provisión para litigios, riesgos y otros gastos:											
- desmantelamiento de centrales nucleares	640	1	-	-	1	(46)	-	-	-	-	596
- retiro, remoción y restauración de emplazamientos	1942	99	(50)	(44)	17	187	-	(36)	2	(1)	2116
- litigios	1070	187	(160)	(136)	37	-	-	(198)	21	(1)	820

- certificados ambientales	33	41	(8)	(24)	-	-	-	-	-	-	42
- impuestos y tasas	336	46	(18)	(17)	34	-	-	(46)	(4)	-	331
- otros	1266	331	(147)	(178)	10	-	-	(51)	(131)	-	1100
Total	5287	705	(383)	(399)	99	141	-	(331)	(112)	(2)	5005
Provisión para incentivos de jubilación anticipada y otros planes de reestructuración	1233	223	(39)	(443)	59	-	-	(2)	36	-	1067
Provisión para programas de reestructuración relacionados con la transición energética	-	759	-	-	-	-	-	-	-	-	759
TOTAL	6520	1687	(422)	(842)	158	141	-	(333)	(76)	(2)	6831

Provisión para el desmantelamiento de centrales nucleares

Al 31 de diciembre de 2020, la provisión reflejaba únicamente los costos en los que se incurrirán en el momento del desmantelamiento de las centrales nucleares por parte de ENRESA, entidad pública española responsable de dichas actividades de acuerdo con el Real Decreto 1349/2003 y la Ley 24/2005. La cuantificación de los costos se basa en el contrato tipo entre ENRESA y las compañías eléctricas, aprobado por el Ministerio de Economía en septiembre de 2001, que regula el retiro y cierre de las centrales nucleares. El horizonte temporal previsto de tres años corresponde al período que va desde el cese de la generación de energía hasta el traspaso de la gestión de las centrales a ENRESA (los denominados costos posoperativos) y toma en cuenta, entre los distintos supuestos utilizados para estimar el importe, la cantidad de combustible nuclear no utilizado que se espera en la fecha de cierre de cada una de las centrales nucleares españolas según lo dispuesto en el contrato de concesión.

Provisión para el retiro, remoción y restauración de emplazamientos

Esta provisión representa el valor presente del costo estimado para el retiro y la remoción de las centrales nucleares en las que existe una obligación legal o implícita de hacerlo. La provisión afecta principalmente al Grupo Endesa, a Enel Produzione y a las empresas de América Latina. La variación de las provisiones durante el año 2020 está vinculada principalmente a la redeterminación de los costos futuros de retiro de algunas centrales en Iberia y a un incremento de las provisiones para costos de retiro derivado de la decisión del Grupo de promover el cese de la generación de las centrales de carbón en Iberia, Italia y Chile para alcanzar el objetivo estratégico del Grupo de descarbonizar la generación con el fin de mitigar los impactos del cambio climático.

Provisión para litigios

La provisión para litigios cubre los pasivos contingentes con respecto a litigios pendientes y otras controversias. Incluye una estimación del pasivo potencial relativo a las controversias surgidas durante el año, así como estimaciones revisadas de los costos potenciales asociados a litigios iniciados en años anteriores. El saldo por litigios afecta principalmente a las empresas de España (178 millones de euros), Italia (107 millones de euros) y Latinoamérica (522 millones de euros).

La disminución con respecto al año anterior, equivalente a

250 millones de euros, refleja principalmente la variación de la provisión en Latinoamérica y Norteamérica, atribuible en particular a la evolución adversa de los tipos de cambio

en Brasil y Argentina, así como a la resolución de una serie de controversias en Estados Unidos.

Provisión para certificados ambientales

La provisión para certificados ambientales cubre los costos relativos a las deficiencias en los certificados ambientales con respecto a la

necesidad de cumplir con los requisitos nacionales o supranacionales de protección del medioambiente y se refiere principalmente a Enel Energía, Endesa Energía y Unelco.

Provisión para impuestos y tasas

La provisión para impuestos y tasas cubre el pasivo estimado derivado de controversias fiscales relativas a impuestos directos e indirectos. El saldo de la provisión también incluye la provisión para controversias actuales y potenciales relativas al impuesto local sobre la propiedad (ya sea la *Imposta Comunale sugli Immobili* («ICI») o la nueva *Imposta Municipale Unica* («IMU»)) en Italia. El Grupo ha tomado debida cuenta de los criterios introducidos con la Circular n.º 6/2012 de la Agencia de Tierras Públicas (que resolvió cuestiones interpretativas relativas a los métodos de valoración de los bienes muebles considerados relevantes para efectos del registro de la propiedad, incluidos determinados activos típicos de las centrales de generación, como las turbinas) en la estimación del pasivo por dichos impuestos, tanto para fines de cuantificar el riesgo probable asociado a los litigios pendientes como de generar una valoración razonable de las probables cargas futuras sobre las posiciones que aún no han sido evaluadas por las oficinas de la Agencia de Tierras y los municipios. La provisión prácticamente no ha sufrido variación al 31 de diciembre de 2019.

Otras provisiones

Otras provisiones cubren diversos riesgos y gastos, principalmente en relación con controversias en materia regulatoria y conflictos con las autoridades locales en relación con diversos derechos y tasas u otras cargas.

La disminución de 166 millones de euros en otras provisiones es atribuible principalmente a Enel Energía y a los efectos adversos del tipo de cambio en América Latina.

Nótese también el reconocimiento de una provisión para riesgos (equivalente a 47 millones de euros) como resultado de la amortización de la venta del 50 % de la inversión en Slovak Power Holding.

Provisión para incentivos de jubilación anticipada y otros planes de reestructuración

La provisión para incentivos de jubilación anticipada y otros planes de reestructuración incluye los cargos estimados relacionados con acuerdos vinculantes para la resolución voluntaria de contratos de trabajo en respuesta a necesidades organizativas. La reducción de 166 millones de euros en el ejercicio

refleja principalmente la utilización de las provisiones para incentivos establecidas en España e Italia en años anteriores.

En Italia, esto último se asocia en gran medida a los acuerdos sindicales-empresariales firmados en septiembre de 2013 y diciembre de 2015, según los cuales se aplica, para una serie de empresas en Italia, el mecanismo previsto en el artículo 4, párrafos 1-7 *ter*, de la Ley 92/2012 (Ley Fornero). Este último acuerdo preveía la resolución voluntaria en Italia de unos 6100 empleados en el período 2016-2020.

En España, las provisiones se refieren al *Acuerdo de Salida Voluntaria*.

Provisión para programas de reestructuración relacionados con la transición energética

Enel, en su papel de líder de la transición energética, ha colocado la descarbonización y el crecimiento de las energías renovables en todo el mundo en el centro de su estrategia.

En este contexto, Enel ha iniciado la reestructuración de las actividades asociadas al proceso de transición energética, que incluye centrales de generación térmica en todas las áreas geográficas en las que opera el Grupo. La consiguiente revisión de los procesos y modelos operativos requerirá cambios en las funciones y competencias de los empleados, que el Grupo pretende implementar con planes altamente sostenibles basados en programas de reasignación, con importantes planes de adquisición de nuevas competencias y mejora de las existentes

y acuerdos de jubilación anticipada individual voluntaria en los que participarán unas 1300 personas de todo el mundo. La transición energética también se basa en el desarrollo progresivo y expansivo de las herramientas digitales, ya que la digitalización es fundamental para responder a las múltiples fuerzas externas y tomar decisiones informadas y ponderadas en todos los niveles del Grupo.

Por lo tanto, se estableció una provisión para programas de reestructuración, que al 31 de diciembre de 2020 ascendía a

759 millones de euros, atribuible principalmente a España e Italia, y representa los costos estimados que el Grupo ha provisionado para acelerar el proceso de transición energética, para todas las actividades directas e indirectas relacionadas con la revisión de los procesos y modelos operativos y las funciones y competencias de los empleados.

39. Otros pasivos no corrientes - 3458 millones de euros

Millones de euros	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	Cambio	
Gastos de operación acumulados e ingresos diferidos	500	552	(52)	-9,4 %
Otras partidas	2958	3154	(196)	-6,2 %
Total	3458	3706	(248)	-6,7 %

La disminución de 52 millones de euros en «gastos de operación devengados e ingresos diferidos» se debe fundamentalmente a la reclasificación de 59 millones de euros realizada por Enel Finance International para efectos de presentación de los ingresos diferidos relacionados con la negociación de contratos de derivados, que ahora se reflejan en «otras partidas» del mismo cuadro.

Además de la reclasificación mencionada con respecto a

«gastos de operación devengados e ingresos diferidos», la variación de «otras partidas» reflejó un aumento de los pasivos por asociaciones fiscales por un período mayor a 12 meses en Estados Unidos y un aumento de los pasivos relacionados con el resultado de la controversia PIS/COFINS en Brasil (ya comentado en «otros activos no corrientes») por un valor de 330 millones de euros. Estas variaciones se vieron compensadas con creces por la evolución adversa de los tipos de cambio, principalmente en América Latina.

40. Otros pasivos corrientes - 11 651 millones de euros

Millones de euros					
	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	Cambio		
Importes adeudados a clientes	1481	1670	(189)	-11,3 %	
Importes adeudados a operadores institucionales del mercado	4012	4507	(495)	-11,0 %	
Importes adeudados a empleados	438	496	(58)	-11,7 %	
Otros pasivos por impuestos	886	1082	(196)	-18,1 %	
Importes adeudados a instituciones de seguridad social	207	212	(5)	-2,4 %	
Contraprestación contingente	53	116	(63)	-54,3 %	
Opciones de venta concedidas a accionistas no controladores	1	3	(2)	-66,7 %	
Gastos corrientes devengados e ingresos diferidos	346	372	(26)	-7,0 %	
Dividendos	2135	2143	(8)	-0,4 %	
Otros	2092	2560	(468)	-18,3 %	
Total	11 651	13 161	(1510)	-11,5 %	

Los importes adeudados a clientes incluyen 822 millones de euros (880 millones de euros al 31 de diciembre de 2019) en depósitos de garantía relacionados con los importes recibidos de clientes en Italia como parte de los contratos de suministro de electricidad y gas. Tras la finalización del contrato, los depósitos por la venta de electricidad, cuyo uso no está restringido en modo alguno, se clasifican como pasivos corrientes dado que la Sociedad Matriz no tiene un derecho incondicional a aplazar el reembolso por un plazo mayor a 12 meses.

Los importes adeudados a operadores institucionales del mercado incluyen los pasivos derivados de la aplicación de los mecanismos de nivelación a las compras de electricidad en el mercado italiano, que ascienden a 2444 millones de euros (3064 millones de euros al 31 de diciembre de 2019), en el mercado español, que ascienden a 1538 millones de euros (1267 millones de euros al 31 de diciembre de 2019) y en el mercado latinoamericano, que ascienden a 30 millones de euros (176 millones de euros al 31 de diciembre de 2019).

Las contraprestaciones contingentes se refieren principalmente a una serie de inversiones de capital del Grupo en Norteamérica, cuyo valor razonable se ha determinado en función de las condiciones contractuales de los acuerdos entre las partes. La partida «Otros» se refiere principalmente a los pasivos de algunas empresas brasileñas frente a la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) (Resolución Normativa n.º 885/2020 de 23 de junio) en relación con los préstamos concedidos a las empresas de distribución para proporcionarles liquidez y minimizar los efectos de la pandemia.

El descenso en «Otros» se atribuye principalmente al efecto del reconocimiento en 2019 de la deuda de 358

millones de euros asociada a la compra a través de intermediarios financieros (con canje de acciones) de acciones adicionales de Enel Américas y Enel Chile, agravado por el impacto de la reducción en 2020 de los pasivos por derivados de *commodities* vencidos, que se registraron especialmente en Italia y España. Estos efectos fueron parcialmente compensados por un aumento de los pasivos por asociaciones fiscales

(87 millones de euros) contabilizados por las empresas de energías renovables en Norteamérica por un valor de 181 millones de euros como consecuencia de la entrada en servicio de nuevas centrales.

41. Cuentas por pagar comerciales - 12 859 millones de euros

Esta partida asciende a 12 859 millones de euros (12 960 millones de euros en 2019) e incluye cuentas por pagar por suministros de electricidad, combustible, materiales, equipos asociados a licitaciones y otros servicios.

En concreto, las cuentas por pagar comerciales con vencimiento inferior a 12 meses ascendieron a 12 282 millones de euros (12 322 millones de euros al 31 de diciembre de 2019), mientras que las de vencimiento superior a 12 meses ascendieron a 577 millones de euros (638 millones de euros al 31 de diciembre de 2019).

42. Otros pasivos financieros corrientes - 622 millones de euros

Millones de euros					
	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019		Cambio	
Gastos financieros acumulados e ingresos financieros diferidos	535	607	(72)	-11,9 %	
Otras partidas	87	147	(60)	-40,8 %	
Total	622	754	(132)	-17,5 %	

El descenso de otros pasivos financieros corrientes se debe a una disminución de 73 millones de euros en los gastos financieros acumulados, relacionada principalmente con la disminución de los intereses de los bonos, una reducción de 41 millones de euros en el pasivo respecto al déficit del sistema eléctrico español y una disminución de 20 millones de euros en el pasivo respecto a los tenedores de bonos por los intereses acumulados por liquidar.

43. Posición financiera neta y activos financieros a largo plazo y títulos valores - 45 415 millones de euros

El siguiente cuadro muestra la posición financiera neta y los activos financieros y valores a largo plazo en función de las partidas del estado de situación financiera consolidado.

Millones de euros					
	Notas	al 31 de diciembre, 2020	al 31 de diciembre, 2019		Cambio
Préstamos a largo plazo	36	49 519	54 174	(4655)	-8,6 %
Préstamos a corto plazo	36	6345	3917	2428	62,0 %
Otros préstamos financieros corrientes ⁽¹⁾		5	47	(42)	-89,4 %
Parte corriente de los préstamos a largo plazo	36	3168	3409	(241)	-7,1 %
Otros activos financieros no corrientes incluidos en la deuda financiera neta	27,1	(2745)	(3185)	440	13,8 %
Otros activos financieros corrientes incluidos en la deuda financiera neta	28	(4971)	(4158)	(813)	-19,6 %
Efectivo y equivalentes de efectivo	33	(5906)	(9029)	3123	34,6 %
Total		45 415	45 175	240	0,5 %

(1) «Otros préstamos financieros corrientes» se incluye en «Otros pasivos financieros corrientes».

De acuerdo con las instrucciones de la CONSOB del 28 de julio de 2006, en el siguiente cuadro se presenta la deuda financiera neta al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, conciliada con la deuda financiera neta,

según lo previsto en los métodos de presentación del Grupo Enel.

Millones de euros				
	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	Cambio	
Efectivo y equivalentes de efectivo disponibles	42	87	(45)	-51,7 %
Depósitos bancarios y en cajas postales	5699	7910	(2211)	-28,0 %
Otras inversiones de liquidez	165	1032	(867)	-84,0 %
Títulos valores	67	51	16	31,4 %
Liquidez	5973	9080	(3107)	-34,2 %
Activos por préstamos a corto plazo	3476	2522	954	37,8 %
Parte corriente de los activos por préstamos a largo plazo	1428	1585	(157)	-9,9 %
Activos por préstamos corrientes	4904	4107	797	19,4 %
Préstamos bancarios a corto plazo	(711)	(579)	(132)	-22,8 %
Papeles comerciales	(4854)	(2284)	(2570)	-
Parte corriente de los préstamos bancarios a largo plazo	(1369)	(1121)	(248)	-22,1 %
Bonos emitidos (parte corriente)	(1412)	(1906)	494	25,9 %
Otros préstamos (parte corriente)	(387)	(382)	(5)	-1,3 %
Otros préstamos a corto plazo ⁽¹⁾	(785)	(1101)	316	28,7 %
Total deuda financiera corriente	(9518)	(7373)	(2145)	-29,1 %
Posición financiera corriente neta	1359	5814	(4455)	-76,6 %
Préstamos bancarios	(8663)	(8407)	(256)	-3,0 %
Bonos	(38 357)	(43 294)	4937	11,4 %
Otros préstamos	(2499)	(2473)	(26)	-1,1 %
Deuda financiera no corriente	(49 519)	(54 174)	4655	8,6 %
DEUDA FINANCIERA NETA según la Comunicación de la CONSOB	(48 160)	(48 360)	200	0,4 %
Activos financieros no corrientes y títulos valores	2745	3185	(440)	-13,8 %
DEUDA FINANCIERA NETA	(45 415)	(45 175)	(240)	-0,5 %

(1) Comprende los préstamos corrientes incluidos en otros pasivos financieros corrientes.

Instrumentos financieros

44. Instrumentos financieros por categoría

Esta nota proporciona la información necesaria para que los usuarios puedan evaluar la importancia de los instrumentos financieros para la situación financiera y los resultados del Grupo.

44.1 Activos financieros por categoría

La siguiente tabla presenta el importe en libros de cada categoría de activos financieros prevista en la NIIF 9, desglosado en activos financieros corrientes y no corrientes, mostrando por separado los derivados de cobertura y los derivados medidos a valor razonable con cambios en resultados.

Millones de euros	Notas	No corrientes		Corrientes	
		al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019
Activos financieros a costo amortizado	44.1.1	3966	4258	22 967	26 326
Activos financieros a FVOCI	44.1.2	448	480	67	61
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados					
Activos financieros por derivados a FVTPL	44.1.3	52	29	2765	3086
Otros activos financieros a FVTPL	44.1.3	2087	2370	301	51
Activos financieros designados en el momento del reconocimiento inicial (opción de valor razonable)	44.1.3	-	-	-	-
Total de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados		2139	2399	3066	3137
Activos financieros por derivados designados como instrumentos de cobertura					
Derivados de cobertura a valor razonable	44.1.4	50	32	28	-
Derivados de cobertura de flujos de efectivo	44.1.4	1134	1322	678	979
Total activos financieros por derivados designados como instrumentos de cobertura		1184	1354	706	979
TOTAL		7737	8491	26 806	30 503

Para mayor información sobre la medición del valor razonable, véase la nota 48 «Activos y pasivos medidos al valor razonable».

44.1.1 Activos financieros medidos a costo amortizado

En el siguiente cuadro se presentan los activos financieros medidos a costo amortizado por naturaleza, desglosados en activos financieros corrientes y no corrientes.

Millones de euros	Notas	No corrientes		Corrientes	
		al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019
Efectivo y equivalentes de efectivo		-	-	33	9029
Cuentas por cobrar comerciales	32	1200	917	32	12 166
Parte corriente de los activos por préstamos a largo plazo		-	-	28,1	1534
Garantía en efectivo		-	-	28,1	2153
Otros activos financieros	27,1	2337	2769	28,1	370
Activos financieros procedentes de acuerdos de concesión de servicios a costo amortizado	27	243	340	28	13
Otros activos financieros a costo amortizado		186	232		1061
Total		3966	4258	22 967	26 326

Deterioro de valor de activos financieros a costo amortizado

Los activos financieros medidos a costo amortizado al 31 de diciembre de 2020 ascendieron a 3624 millones de euros (3370 millones de euros al 31 de diciembre de 2019) y se reconocen netos de reservas para pérdidas crediticias esperadas.

El Grupo tiene principalmente los siguientes tipos de activos financieros

medidos a su costo amortizado y sometidos a pruebas de deterioro:

- ' efectivo y equivalentes de efectivo;
- ' cuentas por cobrar comerciales y activos del contrato;
- ' activos por préstamos;
- ' otros activos financieros.

Aunque el efectivo y equivalentes de efectivo también están sujetos a los requisitos de deterioro que establece la

NIIF 9, la pérdida por deterioro identificada fue inmaterial.

Las pérdidas crediticias esperadas (ECL), determinadas mediante la probabilidad de incumplimiento (PD), la pérdida en caso de incumplimiento (LGD) y la exposición al incumplimiento (EAD), equivalen a la diferencia entre todos los flujos de efectivo contractuales que vencen de acuerdo con el contrato y todos los flujos de efectivo que se espera recibir (es decir, todos los déficits) descontados a la tasa de interés efectiva original (EIR).

Para calcular las ECL, el Grupo aplica dos enfoques diferentes:

el enfoque general, para activos financieros distintos de las cuentas por cobrar comerciales, los activos contractuales y las cuentas por pagar por arrendamiento. Este enfoque, basado en la evaluación de cualquier aumento significativo del riesgo de crédito desde el reconocimiento inicial, se aplica comparando la PD en el momento de la creación con la PD en la fecha de presentación, en cada fecha de presentación.

A continuación, en función de los resultados de la evaluación, se reconoce una corrección de valor por pérdidas en función de las ECL correspondientes a un período de 12 meses o de las ECL durante el tiempo de vida del activo (es decir, *staging*):

- ECL de 12 meses, para los activos financieros para los que no ha habido un aumento significativo del riesgo de crédito desde el reconocimiento inicial;
- ECL durante el tiempo de vida del activo, para los activos financieros para los que se ha producido un aumento significativo del riesgo de crédito o que están deteriorados por el crédito (es decir, impagos según la información sobre morosidad);

el enfoque simplificado, para cuentas por cobrar comerciales, activos del contrato y cuentas por cobrar por arrendamiento con o sin un componente de financiación significativo, basado en las ECL durante el tiempo de vida del activo sin seguir los cambios en el riesgo de crédito.

Para mayor información sobre los activos derivados de contratos con clientes, véase la nota 26 «Activos/(pasivos) del contrato corrientes/no corrientes». Se puede aplicar un ajuste prospectivo teniendo en cuenta la información cualitativa y cuantitativa para reflejar los acontecimientos futuros y la evolución macroeconómica que podrían afectar al riesgo asociado a la cartera o al instrumento financiero.

Dependiendo de la naturaleza de los activos financieros y de la información disponible sobre el riesgo de crédito, la evaluación del aumento del riesgo de crédito puede realizarse:

de forma individual, en el caso de que las cuentas por cobrar sean individualmente significativas, y en el caso de todas las cuentas por cobrar que hayan sido identificadas individualmente para su deterioro, sobre la base de información razonable y sustentable;

de forma conjunta, en el caso de que no se disponga de información razonable y sustentable para medir las pérdidas crediticias esperadas en cada uno de los instrumentos.

Cuando no existan expectativas razonables de recuperar un activo financiero en su totalidad o una parte de este, se reducirá el importe en libros bruto del activo financiero.

Una cancelación constituye un evento de baja en cuentas (por ejemplo, el derecho a los flujos de efectivo se extingue, se transfiere o vence legal o contractualmente).

En el siguiente cuadro se recogen las pérdidas crediticias esperadas en los activos financieros medidos a costo amortizado sobre la base del enfoque simplificado general.

Millones de euros	al 31 de diciembre de 2020			al 31 de diciembre de 2019		
	Importe bruto	Reserva para pérdidas crediticias esperadas	Total Importe bruto	Importe bruto	Reserva para pérdidas crediticias esperadas	Total
Efectivo y equivalentes de efectivo	5702	-	5702	9029	-	9029
Cuentas por cobrar comerciales	15 333	3287	12 046	16 063	2980	13 083
Activos por préstamos	7352	208	7144	7057	231	6826
Otros activos financieros a costo amortizado	2170	129	2041	1805	159	1646
Total	30 557	3624	26 933	33 954	3370	30 584

Para medir las pérdidas esperadas, el Grupo evalúa las cuentas por cobrar comerciales y los activos contractuales con el enfoque simplificado, tanto de forma individual (por ejemplo, entidades gubernamentales, autoridades, contrapartes financieras, vendedores mayoristas, comerciantes y grandes empresas, etc.) como conjunta (por ejemplo, clientes minoristas).

En el caso de las evaluaciones individuales, el PD suele obtenerse de proveedores externos.

De lo contrario, en el caso de las evaluaciones conjuntas, las cuentas por cobrar

comerciales se agrupan en función de las características de riesgo de crédito que comparten y de la información sobre las posiciones vencidas, considerando una definición específica de incumplimiento.

En función de cada negocio y del marco normativo local, así como de las diferencias entre las carteras de clientes, incluidas sus tasas de incumplimiento y de recuperación (que comprenden las expectativas de recuperación más allá de los 90 días):

El Grupo define una posición de incumplimiento principalmente como aquella que tiene 180 días de retraso. Por lo tanto, más allá de este plazo, se presume que las cuentas por cobrar comerciales se han deteriorado); y

los grupos específicos se definen en función de las características de los mercados, las empresas y los riesgos.

Los activos del contrato tienen sustancialmente las mismas características de riesgo que las cuentas por cobrar comerciales para los mismos tipos de contratos. Para medir las ECL de las cuentas por cobrar comerciales sobre una base conjunta, así como la de los activos contractuales, el Grupo utiliza los siguientes supuestos relativos a los parámetros de las ECL:

El PD, que se asume como equivalente a la tasa promedio de incumplimiento, se calcula por grupo y considerando los datos históricos de al menos 24 meses;

La LGD es una función de las tasas de recuperación de cada grupo, descontadas utilizando la tasa de interés efectiva; y

La EAD se estima como el importe en libros en la fecha de presentación, neto de los depósitos de efectivo, incluidas las facturas vencidas y las facturas por emitir.

En el siguiente cuadro se recogen los cambios en la provisión para pérdidas crediticias esperadas en los activos por préstamos de acuerdo con el enfoque simplificado general.

Millones de euros	Reserva de 12 meses de las ECL	Reserva a lo largo de la vida de las ECL
Saldo inicial al 1 de enero de 2019	87	142
Acumulaciones	-	26
Usos	-	-
Reversiones a resultados	(1)	(3)
Otros cambios	(8)	(12)
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	78	153
Saldo inicial al 1 de enero de 2020	78	153
Acumulaciones	354	8
Usos	-	-
Reversiones a resultados	(4)	(4)
Otros cambios	(363)	(14)
Saldo final al 31 de diciembre de 2020	65	143

En el siguiente cuadro se recoge la evolución de la reserva para pérdidas crediticias esperadas en cuentas por cobrar comerciales.

Millones de euros	
Saldo inicial al 1 de enero de 2019	2828
Acumulaciones	1239
Usos	(834)
Reversiones a ganancias o pérdidas	(202)
Otros cambios	(51)
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	2980

Saldo inicial al 1 de enero de 2020	2980
Acumulaciones	1505
Usos	(819)
Reversiones a ganancias o pérdidas	(194)
Otros cambios	(185)
Saldo final al 31 de diciembre de 2020	3287

En el siguiente cuadro se recoge la evolución de la reserva para pérdidas crediticias esperadas en otros activos financieros a costo amortizado.

Millones de euros	Reserva durante el tiempo de vida de las ECL
Saldo inicial al 1 de enero de 2019	64
Acumulaciones	105
Usos	-
Reversiones a resultados	(7)
Otros cambios	(3)
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	159
Saldo inicial al 1 de enero de 2020	159
Acumulaciones	22
Usos	-
Reversiones a resultados	(23)
Otros cambios	(29)
Saldo final al 31 de diciembre de 2020	129

La nota 45 «Gestión de riesgos» proporciona información adicional sobre la exposición al riesgo de crédito y pérdidas esperadas.

44.1.2 Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado integral

La siguiente tabla muestra los activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado integral por naturaleza, desglosados en activos financieros corrientes y no corrientes.

Millones de euros	Notas	No corriente		Notas	Corriente	
		al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019		al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019
Inversiones de capital en otras empresas a FVOCI	27	40	64		-	-
Títulos valores	27,1	408	416	28,1	67	61
Total		448	480		67	61

Cambios en activos financieros a FVOCI

INVERSIONES DE CAPITAL EN OTRAS EMPRESAS

Millones de euros	No corrientes	Corrientes
Saldo inicial al 1 de enero de 2020	64	-
Compras	6	-
Ventas	-	-
Cambios en el valor razonable a través de otro resultado integral	(21)	-
Otros cambios	(9)	-
Saldo final al 31 de diciembre de 2020	40	-

TÍTULOS VALORES A FVOCI

Millones de euros	No corrientes	Corrientes
Saldo inicial al 1 de enero de 2020	416	61
Compras	124	-
Ventas	(54)	-
Cambios en el valor razonable a través de otro resultado integral	(3)	-
Reclasificaciones	(75)	75
Otros cambios	-	(69)
Saldo final al 31 de diciembre de 2020	408	67

44.1.3 Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

En el siguiente cuadro se muestran los activos financieros a valor razonable

con cambios en resultados por naturaleza, desglosados en activos financieros corrientes y no corrientes.

Millones de euros	Notas	No corrientes		Notas	Corrientes	
		al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019		al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019
Derivados a FVTPL	47	52	29	47	2765	3086
Inversiones en activos líquidos		-	-	32	204	-
Activos financieros a FVTPL		-	-	28, 28.1	97	51
Inversiones de capital en otras empresas a FVTPL	27	30	8		-	-
Activos financieros procedentes de acuerdos de concesión de servicios a FVTPL	27	2057	2362		-	-
Total		2139	2399		3066	3137

44.1.4 Activos financieros por derivados designados como instrumentos de cobertura

Para mayor información sobre activos financieros por derivados, véase la nota 47 «Derivados y contabilidad de coberturas».

44.2 Pasivos financieros por categoría

En la siguiente tabla se muestra el importe en libros de cada categoría de pasivo financiero según lo dispuesto en la NIIF 9, desglosado en pasivos financieros corrientes y no corrientes, mostrando por separado los derivados de cobertura y los derivados medidos a valor razonable con cambios en resultados.

Millones de euros	Notas	No corriente		Corriente		
		al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	
Pasivos financieros medidos a costo amortizado	44.2.1	50 254	54 931	29 598	28 261	
Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados						
Pasivos financieros por derivados a FVTPL	44.4	29	20	2887	2981	
Total pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados		29	20	2887	2981	
Pasivos financieros por derivados designados como instrumentos de cobertura						
Derivados de cobertura a valor razonable	44.4	-	1	-	-	
Derivados de cobertura de flujos de efectivo	44.4	3577	2386	644	573	
Total pasivos financieros por derivados designados como instrumentos de cobertura		3577	2387	644	573	
TOTAL		53 860	57 338	33 129	31 815	

Para mayor información sobre la medición del valor razonable, véase la nota 48 «Pasivos medidos a valor razonable».

44.2.1 Pasivos financieros medidos a costo amortizado

En el siguiente cuadro se muestran los pasivos financieros a costo amortizado por naturaleza, desglosados en pasivos financieros corrientes y no corrientes.

Millones de euros	No corrientes			Corrientes		
	Notas	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	Notas	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019
Préstamos a largo plazo	44.3	49 519	54 174	44.3	3168	3409
Préstamos a corto plazo		-	-	44.3	6345	3917
Cuentas por pagar comerciales	41	577	638	41	12 282	12 322
Otros pasivos financieros		158	119		7803	8613
Total		50 254	54 931		29 598	28 261

44.3 Préstamos

44.3.1 Préstamos a largo plazo (incluida la parte con vencimiento en 12 meses) - 52 687 millones de euros

En la siguiente tabla se muestran el importe en libros y el valor razonable de cada categoría de deuda a largo plazo y tasa de interés, incluida la parte con vencimiento en 12 meses.

Millones de euros	Valor nominal	Importe en libros	Parte corriente	Parte con vencimiento en más de 12 meses	Valor razonable	al 31 de diciembre de 2020					Cambios en el importe en libros
						Valor nominal	Importe en libros	Parte corriente	Parte con vencimiento en más de 12 meses	Valor razonable	
						al 31 de diciembre de 2019					
Bonos:											
- cotizados, tasa fija	23 629	23 052	1041	22 011	27 470	27 312	26 593	1621	24 972	31 073	(3541)
- cotizados, tasa variable	2817	2800	260	2540	2937	3515	3488	258	3230	3655	(688)
- no cotizado, tasa fija	13 262	13 184	-	13 184	15 753	14 458	14 359	-	14 359	15 794	(1175)
- no cotizados, tasa variable	733	733	111	622	828	760	760	27	733	753	(27)
Total bonos	40 441	39 769	1412	38 357	46 988	46 045	45 200	1906	43 294	51 275	(5431)
Préstamos bancarios:											
- tasa fija	790	782	254	528	833	896	893	279	614	947	(111)
- tasa variable	9278	9250	1115	8135	9259	8610	8565	842	7723	8642	685
- uso de líneas de crédito revolventes	-	-	-	-	-	70	70	-	70	70	(70)
Total préstamos bancarios	10 068	10 032	1369	8663	10 092	9576	9528	1121	8407	9659	504
Arrendamientos:											
- tasa fija	1979	1979	225	1754	1979	1856	1856	257	1599	1856	123
- tasa variable	89	89	22	67	89	108	108	18	90	108	(19)
Total arrendamientos	2068	2068	247	1821	2068	1964	1964	275	1689	1964	104
Otros préstamos no bancarios:											
- tasa fija	607	639	74	565	630	792	822	92	730	811	(183)
- tasa variable	191	179	66	113	160	86	69	15	54	75	110
Total otros préstamos no bancarios	798	818	140	678	790	878	891	107	784	886	(73)
Total préstamos a tasa fija	40 267	39 636	1594	38 042	46 665	45 314	44 523	2249	42 274	50 481	(4887)
Total préstamos a tasa variable	13 108	13 051	1574	11 477	13 273	13 149	13 060	1160	11 900	13 303	(9)
TOTAL	53 375	52 687	3168	49 519	59 938	58 463	57 583	3409	54 174	63 784	(4896)

En la siguiente tabla se presenta la deuda financiera a largo plazo por moneda y tasa de interés.

DEUDA FINANCIERA A LARGO PLAZO POR MONEDA Y TASA DE INTERÉS

Millones de euros	al 31 de diciembre de 2020		al 31 de diciembre de 2019		Tasa de interés nominal promedio actual	Tasa de interés efectiva actual
	Importe en libros	Valor nominal	Importe en libros	Valor nominal		
Euro	25 581	26 089	27 272	27 915	2,2 %	2,6 %
Dólar estadounidense	18 500	18 589	20 103	20 239	4,5 %	4,7 %
Libra esterlina	3955	3998	4354	4394	5,1 %	5,3 %
Peso colombiano	1283	1283	1381	1381	6,8 %	6,8 %
Real brasileño	1832	1864	2412	2458	5,3 %	5,3 %
Franco suizo	328	329	419	419	1,8 %	1,8 %
Peso chileno/UF	368	374	414	421	4,9 %	5,0 %
Sol peruano	388	388	426	426	5,8 %	5,8 %
Rublo ruso	281	286	225	227	7,1 %	7,1 %
Otras monedas	171	175	577	583		
Total monedas distintas del euro	27 106	27 286	30 311	30 548		
TOTAL	52 687	53 375	57 583	58 463		

La deuda financiera a largo plazo denominada en monedas distintas del euro disminuyó en 3205 millones de euros, en gran parte debido

a los efectos positivos de los tipos de cambio de las principales divisas.

VARIACIÓN DEL VALOR NOMINAL DE LA DEUDA A LARGO PLAZO

Millones de euros	Valor nominal	Reembolsos	Cambio en el ámbito de consolidación	Nuevas emisiones	Otros cambios	Diferencias de cambio	al 31 de diciembre de 2020
							al 31 de diciembre de 2019
Bonos	46 045	(2109)	-	668	(1797)	(2366)	40 441
Préstamos	12 418	(1638)	(389)	3256	(48)	(665)	12 934
- correspondientes a arrendamientos	1964	(208)	-	441	-	(129)	2068
Total deuda financiera	58463	(3747)	(389)	3924	(1845)	(3031)	53 375

El valor nominal de la deuda a largo plazo ascendió a 53 375 millones de euros al 31 de diciembre de 2020, lo que supone una disminución de 5088 millones de euros en comparación con el 31 de diciembre de 2019. El aumento de la deuda derivado de las nuevas emisiones de 3924 millones de euros fue fácilmente compensado por las reducciones asociadas a los reembolsos por un valor de

3747 millones de euros, las ganancias por tipo de cambio de 3031 millones de euros, la desconsolidación de la deuda de una serie de empresas sudafricanas por un valor de 389 millones de euros (esta cantidad es neta de las nuevas emisiones realizadas en 2020 por las empresas desconsolidadas) y otros cambios en la deuda por un valor de 1845 millones de euros. Este valor incluye 1797 millones de euros que reflejan los efectos contables de la solicitud de consentimiento dirigida a los tenedores de tres bonos

híbridos subordinados no convertibles denominados en euros para adecuar sus características con las de las nuevas emisiones. En concreto, el principal cambio de estos

instrumentos estuvo referido a su vencimiento, ya que se transformaron de fijos a perpetuos, lo que significa que solo se rescatarán en caso de liquidación. En consecuencia, esos bonos ya no se reconocen como instrumentos de deuda, sino como instrumentos de patrimonio.

Los reembolsos en 2020 se refieren a bonos por un importe de 2109 millones de euros y préstamos por 1638 millones de euros.

En concreto, los principales bonos con vencimiento en 2020 incluyen:

- 410 millones de euros en relación con un bono híbrido a tasa fija emitido por Enel SpA, con vencimiento en enero de 2020;
- 100 millones de euros en relación con un bono a tasa fija emitido por Enel Finance International, con vencimiento en enero de 2020;

- 482 millones de euros en relación con un bono a tasa fija emitido por Enel Finance International, con vencimiento en marzo de 2020;
- el equivalente a 93 millones de euros en relación con un bono a tasa fija en francos suizos emitido por Enel Finance International, con vencimiento en junio de 2020;
- el equivalente a 438 millones de euros en relación con un bono a tasa fija en libras esterlinas emitido por Enel SpA, con vencimiento en septiembre de 2020;
- el equivalente a 274 millones de euros en relación con un bono híbrido a tasa fija en libras esterlinas recomprado anticipadamente por Enel SpA en septiembre de 2020;
- el equivalente a 286 millones de euros en relación con bonos emitidos por las empresas latinoamericanas.

Los principales reembolsos de préstamos en el año fueron los siguientes:

- 150 millones de euros en relación con un préstamo a tasa variable de Enel SpA;
- 182 millones de euros en relación con reembolsos de préstamos por parte de Endesa;
- 285 millones de euros en relación con préstamos vinculados a la consecución de objetivos de sostenibilidad de las empresas italianas del Grupo;
- el equivalente a 585 millones de euros asociados a empresas latinoamericanas.

Los nuevos préstamos realizados en 2020 fueron bonos por un valor de 668 millones de euros y préstamos por un valor de 3256 millones de euros (ambos convertidos a los tipos de cambio vigentes en la fecha de emisión).

En la siguiente tabla se muestran las principales características de las transacciones financieras más significativas de emisiones de bonos y de préstamos bancarios realizadas en 2020 y convertidas en euros al tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2020.

Emisor/prestatario	Fecha de emisión/con cesión	Importe en millones de euros	Moneda	Tasa de interés	Tipo de tasa de interés	Vencimiento
Bonos						
Enel Finance International	20.10.2020	557	GBP	1,00 %	Tasa fija	20.10.2027
Codensa	25.08.2020	60	COP	IPC + 2,5 %	Tasa variable	25.08.2027
Codensa	25.08.2020	60	COP	4,700 %	Tasa fija	25.08.2024
Total bonos		677				
Préstamos bancarios						
Enel SpA	26.10.2020	500	EUR	Euribor 6M + 1 %	Tasa variable	15.10.2026
Enel SpA	27.11.2020	500	EUR	Euribor 6M + 1 %	Tasa variable	15.10.2026
Enel Finance America	21.01.2020	277	USD	LIBOR 6M + 1,3 %	Tasa variable	20.11.2026
Endesa	20.04.2020	300	EUR	Euribor 3M + 0,7 %	Tasa variable	19.04.2022
e-distribuzione	30.03.2020	250	EUR	Euribor 6M + 0,42 %	Tasa variable	30.03.2035
Dolores Wind SA de Cv	09.03.2020	57	USD	LIBOR 6 M + 1,4 %	Tasa variable	15.01.2027
Enel Distribuição São Paulo	17.04.2020	71	USD	2,96 %	Tasa fija	19.04.2021
Enel Rus Wind Kola	27.03.2020	39	RUB	OFZ 3Y+ 1,55 %	Tasa variable	26.02.2034
Endesa	01.09.2020	35	EUR	Euribor 6M + 0,51 %	Tasa variable	03.09.2035
Parque Amistad IV SA de CV	09.03.2020	33	USD	LIBOR 6 M + 1,4 %	Tasa variable	15.01.2027
EGP Magdalena Solar SA de CV	09.03.2020	33	USD	LIBOR 6 M + 1,4 %	Tasa variable	15.01.2027
Enel Distribuição Ceará	07.01.2020	30	USD	2,1 %	Tasa fija	07.01.2021
Enel Distribuição Goiás	06.03.2020	27	USD	1,8 %	Tasa fija	08.03.2021
Enel Distribuição Rio de Janeiro	23.12.2020	32	USD	1,4 %	Tasa fija	23.12.2022

**Total
préstamos
bancarios**

2184

Los principales pasivos financieros a largo plazo del Grupo se rigen por los *covenants* [compromisos financieros] habitualmente adoptados en la práctica empresarial internacional. Estos pasivos se refieren principalmente a las emisiones de bonos realizadas en el marco del programa Global/Euro Medium-Term Notes, a las emisiones de bonos híbridos no convertibles subordinados (los llamados «bonos híbridos») y a los préstamos concedidos por bancos y otras instituciones financieras (incluidos el Banco Europeo de Inversiones y la Cassa Depositi e Prestiti SpA).

Los principales *covenants* relativos a las emisiones de bonos realizadas en el marco del programa Global/Euro Medium-Term Notes de (i) Enel y Enel Finance International NV (incluidos los bonos verdes de Enel Finance International NV garantizados por Enel SpA, que se utilizan para financiar los denominados proyectos verdes elegibles del Grupo) y los relativos a los bonos emitidos por Enel Finance International NV en el mercado estadounidense garantizados por Enel SpA pueden resumirse como sigue:

Cláusulas *negative pledge* [de prohibición de constituir derechos de prenda] en virtud de las cuales el emisor y el garante no pueden constituir o mantener hipotecas, gravámenes u otras cargas sobre la totalidad o parte de sus activos o ingresos para garantizar determinados pasivos financieros, a menos que las mismas cargas se extiendan por igual o a prorrata a los bonos en cuestión;

Las cláusulas *pari passu*, en virtud de las cuales los bonos y la garantía asociada constituyen una obligación directa, incondicional y no garantizada del emisor y del garante y se emiten sin derechos preferentes entre ellos y tienen al menos la misma antigüedad que otros bonos actuales y futuros no subordinados y no garantizados del emisor y del garante;

Las cláusulas de incumplimiento cruzado, en virtud de las cuales la ocurrencia de un evento de incumplimiento con respecto a un pasivo financiero especificado (por encima de un nivel de umbral) del emisor, el garante o, en algunos casos, las subsidiarias «significativas», constituye un incumplimiento con respecto a los pasivos en cuestión, que se vuelven inmediatamente reembolsables.

Desde 2019, Enel Finance International NV ha emitido una serie de bonos «sostenibles» en el mercado europeo (como parte del programa de emisión de bonos Euro

Medium Term Notes - EMTN) y en el mercado americano, ambos garantizados por Enel SpA, vinculados a la consecución de una serie de Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas que contienen los mismos *covenants* que otros bonos del mismo tipo.

Los principales *covenants* que cubren los bonos híbridos de Enel, incluidas las emisiones de bonos híbridos perpetuos de septiembre, que

se reembolsarán en caso de disolución o liquidación de la empresa, pueden resumirse como sigue:

cláusulas de subordinación, en virtud de las cuales cada bono híbrido está subordinado a todos los demás bonos emitidos por la empresa y tiene la misma antigüedad que todos los demás instrumentos financieros híbridos emitidos, superando en antigüedad solo a los instrumentos de capital;

la prohibición de las fusiones con otras empresas, la venta o el arrendamiento de la totalidad o de una parte sustancial de los bienes de la empresa a otra empresa, a menos que esta se haga cargo de todas las obligaciones del emisor.

Los principales *covenants* previstos en los contratos de préstamo de Enel y Enel Finance International NV y de las demás empresas del Grupo, incluidos los acuerdos de préstamo vinculados a la sostenibilidad obtenidos por Enel en 2019 y 2020, pueden resumirse como sigue:

cláusulas *negative pledge*, en virtud de las cuales el prestatario y, en algunos casos, el garante, están sujetos a limitaciones en la constitución de hipotecas, gravámenes u otras cargas sobre la totalidad o parte de sus respectivos activos, con la excepción de los gravámenes expresamente permitidos;

cláusulas de enajenación, en virtud de las cuales el prestatario y, en algunos casos, el garante no pueden enajenar sus bienes u operaciones, salvo en el caso de enajenaciones expresamente autorizadas;

cláusulas *pari passu*, según las cuales los compromisos de pago del prestatario tienen la misma antigüedad que sus otras obligaciones de pago no garantizadas y no subordinadas;

cláusulas de cambio de control, en virtud de las cuales el prestatario y, en algunos casos, el garante, podrían verse obligados a renegociar las condiciones de la financiación o a reembolsar obligatoriamente y de forma anticipada los préstamos concedidos;

cláusulas de calificación, que prevén que el prestatario o el garante mantengan su calificación por encima de un nivel específico determinado;

cláusulas de incumplimiento cruzado, en virtud de las cuales la ocurrencia de un evento de

incumplimiento con respecto a un pasivo financiero específico (por encima de un nivel de umbral) del emisor o, en algunos casos, del garante, constituye un incumplimiento con respecto a los pasivos en cuestión, que se vuelven inmediatamente reembolsables.

En algunos casos, los *covenants* también son vinculantes para las empresas o subsidiarias significativas de las partes obligadas. Todos los préstamos considerados especifican «supuestos de incumplimiento» típicos de la práctica empresarial internacional, como, por ejemplo, la insolvencia, el procedimiento de quiebra o el cese de las actividades de negociación de la entidad.

Además, las garantías emitidas por Enel a favor de

e-distribuzione SpA para determinados préstamos otorgados a e-distribuzione SpA por Cassa Depositi e Prestiti SpA exigen que al final de cada período de medición semestral la deuda financiera neta consolidada de Enel no supere 4,5 veces el EBITDA consolidado anual.

Por último, la deuda de Endesa SA, Enel Américas SA, Enel Chile SA y las demás subsidiarias españolas y latinoamericanas

(en particular Enel Generación Chile SA) contiene *covenants* y eventos de incumplimiento típicos de la práctica empresarial internacional, los cuales habían sido cumplidos en su totalidad al 31 de diciembre de 2020.

En el siguiente cuadro se recoge el impacto en la deuda bruta a largo plazo de las coberturas para mitigar el riesgo de tasa de cambio.

DEUDA FINANCIERA A LARGO PLAZO POR MONEDA DESPUÉS DE LA COBERTURA

Millones de euros	al 31 de diciembre de 2020						al 31 de diciembre de 2019						
	Estructura inicial de la deuda			Impacto de la cobertura	Estructura de la deuda después de la cobertura			Estructura inicial de la deuda			Impacto de la cobertura	Estructura de la deuda tras la cobertura	
	Importe en libros	Valor nominal	%		Importe en libros	Valor nominal	%	Importe en libros	Valor nominal	%		Importe en libros	Valor nominal
Euro	25 581	26 089	48,9 %	18 423	44 512	83,4 %	27 272	27 915	47,8 %	20 218	48 133	82,3 %	
Dólar estadounidense	18 500	18 589	34,8%	(14 955)	3634	6,8%	20 103	20 239	34,6%	(16 445)	3794	6,5%	
Libra esterlina	3955	3998	7,5%	(3998)	-	-	4354	4394	7,5%	(4394)	-	-	
Peso colombiano	1283	1283	2,4%	-	1283	2,4%	1381	1381	2,4%	-	1381	2,4%	
Real brasileño	1832	1864	3,5%	794	2658	5,0%	2412	2458	4,2%	968	3426	5,9%	
Franco suizo	328	329	0,6%	(329)	-	-	419	419	0,7%	(419)	-	-	
Peso chileno/UF	368	374	0,7%	-	374	0,7%	414	421	0,7%	-	421	0,7%	
Sol peruano	388	388	0,7%	-	388	0,7%	426	426	0,7%	-	426	0,7%	
Rublo ruso	281	286	0,5%	-	286	0,5%	225	227	0,4%	-	227	0,4%	
Otras monedas	171	175	0,4%	65	240	0,5%	577	583	1,0%	72	655	1,1%	
Total de monedas distintas del euro	27 106	27 286	51,1%	(18 423)	8863	16,6%	30 311	30 548	52,2%	(20 218)	10 330	17,7%	
TOTAL	52 687	53 375	100,0%	-	53 375	100,0%	57 583	58 463	100,0%	-	58 463	100,0%	

El importe de la deuda a tasa variable que no está cubierto contra el riesgo de tasa de interés es un factor de riesgo que podría afectar

el estado de resultados (aumento de los costos de financiación) en caso de aumento de las tasas de interés del mercado.

Millones de euros	2020				2019			
	Pre-cobertura %	Poscobertura %	Pre-cobertura %	Poscobertura %	Pre-cobertura %	Poscobertura %	Pre-cobertura %	Poscobertura %
Tasa variable	19 458	32,6 %	13 672	22,9 %	17 113	27,4 %	12 208	19,6 %
Tasa fija	40 267	67,4 %	46 053	77,1 %	45 314	72,6 %	50 219	80,4 %
Total	59 725		59 725		62 427		62 427	

Al 31 de diciembre de 2020, el 32,6 % de la deuda financiera era a tasa variable (27,4 % al 31 de diciembre

de 2019). Tomando en cuenta las coberturas de los tasas de interés consideradas efectivas en virtud de las NIIF-UE, el 22,9 % de la deuda financiera neta al 31 de diciembre de 2020

(19,6 % a 31 de diciembre de 2019) estaba expuesta al riesgo de tasa de interés. Incluidos los derivados de tasa de interés tratados como coberturas para efectos de gestión, pero no elegibles para la contabilidad

de cobertura, el porcentaje de la deuda financiera neta cubierta al 31 de diciembre de 2020 no ha variado con respecto al año anterior.

Estos resultados se ajustan a los límites establecidos en la política de gestión de riesgos.

44.3.2 Préstamos a corto plazo - 6345 millones de euros

Al 31 de diciembre de 2020, los préstamos a corto plazo ascendían a

6345 millones de euros, lo que supone un aumento de 2428 millones de euros al 31 de diciembre de 2019. Se desglosan de la siguiente manera:

Millones de euros	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	Cambio
Préstamos bancarios a corto plazo	711	579	132
Papeles comerciales	4854	2284	2570
Garantías en efectivo y otras financiaciones sobre derivados	370	750	(380)
Otros préstamos a corto plazo ⁽¹⁾	410	304	106
Préstamos a corto plazo	6345	3917	2428

(1) No incluye los préstamos financieros corrientes incluidos en otros pasivos financieros corrientes.

Los papeles comerciales ascendieron a 4854 millones de euros, emitidos por Enel Finance International, Enel Finance America y Endesa.

Los principales programas de papeles comerciales son:

- ' 6000 millones de euros de Enel Finance International;
- ' 4000 millones de euros de Endesa;
- ' 3000 millones de dólares (equivalentes a 2445 millones de euros al 31 de diciembre de 2020) de Enel Finance America.

Durante 2020 Enel Finance International y Endesa estructuraron programas de papeles comerciales vinculados a objetivos de sostenibilidad.

y al 31 de diciembre de 2020 estas emisiones ascendían a 3901 millones de euros.

44.4 Pasivos financieros por derivados

Para mayor información sobre pasivos financieros por derivados, véase la nota 47 «Derivados y contabilidad de cobertura».

44.5 Ganancias y pérdidas netas

En el siguiente cuadro se muestran las ganancias y pérdidas netas por categoría de instrumentos financieros, excluidos los derivados.

Millones de euros	2020		2019	
	Ganancia/(pérdida) neta	De los cuales pérdida/ganancia por deterioro	Ganancia/(pérdida) neta	De los cuales pérdida/ganancia por deterioro
Activos financieros a costo amortizado	(1326)	(1334)	(525)	(1137)
Activos financieros a FVOCI				
Inversiones de patrimonio a FVOCI	1	-	1	-
Otros activos financieros a FVOCI	6	-	5	-
Total activos financieros a FVOCI	7	-	6	-
Activos financieros a FVTPL				
Activos financieros a FVTPL	(125)	(346)	177	(23)
Activos financieros designados en el momento del reconocimiento inicial (opción del valor razonable)	-	-	-	-
Total activos financieros a FVTPL	(125)	(346)	177	(23)
Pasivos financieros valorados a costo amortizado	(1385)	-	(3514)	-
Pasivos financieros a FVTPL				
Pasivos financieros mantenidos para	-	-	-	-

negociación				
Pasivos financieros designados en el momento del reconocimiento inicial (opción del valor razonable)	-	-	-	-
Total pasivos financieros a FVTPL	-	-	-	-

Para mayores detalles sobre las ganancias y pérdidas netas por derivados, véase la nota 12 «Ingresos/(gastos) financieros netos por derivados».

45. Gestión de riesgos

Gobernanza y objetivos de la gestión del riesgo financiero

Como parte de sus operaciones, el Grupo Enel está expuesto a una variedad de riesgos financieros, especialmente el riesgo de tasa de interés, el riesgo de *commodities*, el riesgo de tasa de cambio, el riesgo de crédito y de contraparte y el riesgo de liquidez.

Como se indica en la sección «Gestión de riesgos» del Informe de Operaciones, los acuerdos de gobernanza del Grupo para los riesgos financieros incluyen comités internos y el establecimiento de políticas y límites operativos específicos. El objetivo principal de Enel es mitigar los riesgos financieros de forma adecuada para que no den lugar a cambios inesperados en los resultados.

Las políticas de gestión de los riesgos financieros del Grupo prevén la mitigación de los efectos sobre los resultados de las variaciones de las tasas de interés y de los tipos de cambio, con exclusión del riesgo de conversión (relacionado con la consolidación de las cuentas). Este objetivo se alcanza en el origen del riesgo, mediante la diversificación tanto de la naturaleza de los instrumentos financieros como de las fuentes de ingresos, y modificando el perfil de riesgo de exposiciones específicas con derivados contratados en mercados extrabursátiles o con acuerdos comerciales específicos.

Como parte de su gobernanza de los riesgos financieros, Enel supervisa periódicamente el tamaño de la cartera de derivados OTC en relación con los valores umbral establecidos por los reguladores para la activación de las obligaciones de compensación (EMIR - Reglamento Europeo n.º 648/2012 del Parlamento Europeo y del Consejo sobre Infraestructuras de Mercado). Durante 2020, no se detectó ningún rebasamiento de esos valores umbral.

No hubo cambios en las fuentes de exposición a dichos riesgos en comparación con el año anterior.

Por último, la repercusión de la COVID-19 en las actividades de gestión de riesgos fue limitada y, en cualquier caso, no pudo influir directa y materialmente en la valoración de los instrumentos derivados ni en el resultado de la evaluación de la eficacia de las coberturas de los tipos de cambio, las tasas de interés y los *commodities*. Los subyacentes financieros tampoco se vieron afectados por el impacto adverso de la COVID-19, y no se registraron cambios en las exposiciones.

Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés se deriva principalmente de la utilización de instrumentos financieros y se manifiesta como una variación inesperada de las cargas de los

pasivos financieros, si están indexados a tasas variables y/o expuestos a la incertidumbre de las condiciones financieras en la negociación de nuevos instrumentos de deuda, o como una variación inesperada del valor de los instrumentos financieros medidos a valor razonable (como la deuda a tasa fija).

Entre los principales pasivos financieros que posee el Grupo se encuentran los bonos, los préstamos bancarios, los préstamos de otros prestamistas, los papeles comerciales, los derivados, los depósitos en efectivo recibidos para garantizar los contratos comerciales o de derivados (garantías, garantías en efectivo).

El Grupo Enel gestiona principalmente el riesgo de tasa de interés mediante la definición de una estructura financiera óptima, con el doble objetivo de estabilizar los costos de los préstamos y contener el costo de los fondos.

Este objetivo se persigue mediante la diversificación de la cartera de pasivos financieros por tipo de contrato, vencimiento y tasa de interés, y la modificación del perfil de riesgo de exposiciones específicas utilizando derivados OTC, principalmente *swaps* de tasas de interés y opciones de tasas de interés. El plazo de estos derivados no supera el vencimiento del pasivo financiero subyacente, de modo que cualquier cambio en el valor razonable y/o en los flujos de efectivo esperados de estos contratos se compensa con un cambio correspondiente en el valor razonable y/o en los flujos de efectivo de la posición cubierta. Las técnicas de cobertura mediante variables sustitutivas [*proxy*] pueden utilizarse en una serie de circunstancias residuales, cuando los instrumentos de cobertura de los factores de riesgo no están disponibles en el mercado o no son suficientemente líquidos.

Para efectos del cumplimiento del EMIR, con el fin de comprobar la eficacia real de las técnicas de cobertura adoptadas, el Grupo somete sus carteras de cobertura a una evaluación estadística periódica. Mediante los *swaps* de tasas de interés, el Grupo Enel acuerda con la contraparte intercambiar periódicamente flujos de intereses a tasa variable con flujos a tasa fija, ambos calculados sobre el mismo importe teórico.

Los *swaps* de tasa de interés variable a fija transforman los pasivos financieros de tasa variable en pasivos de tasa fija, neutralizando así la exposición de los flujos de efectivo a las variaciones de las tasas de interés.

Los *swaps* de tasa de interés fija a variable transforman los pasivos financieros de tasa fija en pasivos de tasa variable, neutralizando así la exposición de su valor razonable a las variaciones de las tasas de interés.

Los *swaps* de tasas de interés variable a variable transforman los criterios de indexación de los pasivos financieros de tasa variable.

Algunos préstamos estructurados tienen flujos de

efectivo multietapa cubiertos por *swaps* de tasas de interés que en la fecha de presentación de la información, y durante un tiempo limitado, prevén el intercambio de flujos de intereses a tasa fija.

Las opciones sobre tasas de interés implican el intercambio de diferencias de interés calculadas sobre un importe principal notional una vez que se alcanzan determinados umbrales (precios de ejercicio). Estos umbrales especifican la tasa máxima efectiva (*cap*) o la tasa mínima (*floor*) a la que se indexará el instrumento financiero sintético como resultado de la cobertura. Algunas estrategias de cobertura prevén la utilización de combinaciones de opciones (*collares*) que establecen las tasas mínimas y máximas

al mismo tiempo. En este caso, los precios de ejercicio se fijan normalmente de forma que no se pague ninguna prima por el contrato (*zero cost collars*). Estos contratos se utilizan normalmente cuando la tasa de interés fij que puede obtenerse en un *swap* de tasas de interés se considera demasiado elevada con respecto a las expectativas del mercado sobre la evolución futura de las tasas de interés. Además, las opciones de tasas de interés también se consideran más adecuadas en períodos

de una mayor incertidumbre sobre la evolución futura de las tasas de interés, ya que permiten beneficiarse de cualquier descenso de estas últimas.

En la siguiente tabla se informa del importe nominal de los derivados de tasas de interés al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019 desglosado por tipo de contrato.

Millones de euros	Importe nominal	
	2020	2019
<i>Swaps</i> de tasa de interés variable a fij	7323	7932
<i>Swaps</i> de tasas de interés fija a variable	173	152
<i>Swaps</i> de tasas de interés fija a fija	-	-
<i>Swaps</i> de tasas de interés variable a variable	276	327
Opciones de tasas de interés	50	50
Total	7822	8461

Para mayores detalles sobre los derivados de tass de interés, véase la nota 47 «Derivados y contabilidad de cobertura».

Análisis de sensibilidad al riesgo de las tasas de interés

Enel analiza la sensibilidad de su exposición estimando los efectos de una variación de las tasas de interés en la cartera de instrumentos financieros.

Más concretamente, el análisis de sensibilidad mide el impacto potencial en el resultado y en el patrimonio de los escenarios de mercado que provocarían un cambio en el valor razonable de los derivados o en

el gasto financiero asociado a la deuda bruta no cubierta. Estos escenarios de mercado se obtienen simulando subidas y bajadas paralelas de la curva de rendimiento a la fecha de presentación.

No se han introducido cambios en los métodos y supuestos utilizados en el análisis de sensibilidad en comparación con el año anterior.

Manteniendo constantes todas las demás variables, utilidad antes de impuestos del Grupo se vería afectada por un cambio en el nivel de las tasas de interés de la siguiente manera:

Millones de euros	2020				
	base	Impacto antes de impuestos en el resultado		Impacto antes de impuestos en el patrimonio Puntos de	
		Aumento	Disminución	Aumento	Disminución
Variación de los gastos financieros de la deuda bruta a largo plazo a tasa variable después de la cobertura	25	18	(18)	-	-
Variación del valor razonable de los derivados clasificados como instrumentos de no cobertura	25	6	(6)	-	-

Variación del valor razonable de los derivados designados

como instrumentos de cobertura

Cobertura del flujo de efectivo	25	-	-	112	(112)
Coberturas a valor razonable	25	-	-	-	-

Al 31 de diciembre de 2020, el 24,6 % (22,5 % al 31 de diciembre de 2019) de la deuda financiera bruta a largo plazo era de tasa variable. Tomando en cuenta las coberturas efectivas de flujos de efectivo del riesgo de tasa de interés (de acuerdo con las disposiciones de las NIIF-UE), el 86,3% de la deuda financiera bruta a largo plazo estaba cubierta al 31 de diciembre de 2020 (85,9 % al 31 de diciembre de 2019).

Riesgo de tasa de cambio

El riesgo de tasa de cambio se manifiesta principalmente en forma de cambios inesperados en las partidas de los estados financieros asociados a las operaciones denominadas en una moneda distinta a la de presentación. Los estados financieros consolidados del Grupo también están expuestos al riesgo de conversión como consecuencia de la conversión de los estados financieros de las subsidiarias extranjeras, denominados en moneda local, a euros como moneda de presentación del Grupo.

La exposición del Grupo al riesgo de tasa de cambio está relacionada con la compra o venta de combustibles y energía, las inversiones (flujos de efectivo por costos capitalizados), los dividendos y la compra o venta de inversiones de patrimonio, las operaciones comerciales y los activos y pasivos financieros.

Las políticas del Grupo para la gestión del riesgo de tasa de cambio prevén la mitigación de los efectos sobre los resultados de las variaciones del nivel de las tasas de cambio, con la excepción de los efectos de transición relacionados con la consolidación.

Para minimizar la exposición al riesgo de tasa de cambio, Enel diversifica geográficamente las fuentes de ingresos y costos y utiliza mecanismos de indexación en los contratos comerciales. Enel también utiliza varios tipos de derivados, normalmente en el mercado OTC.

Los derivados de la cartera de instrumentos financieros del Grupo

incluyen *swaps* de tasas de interés entre divisas, contratos *forward* de divisas y *swaps* de divisas. El plazo de estos contratos no es mayor al vencimiento del instrumento subyacente, de modo que cualquier cambio en el valor razonable y/o en los flujos de efectivo previstos de estos instrumentos compensa el cambio correspondiente en el valor razonable y/o en los flujos de efectivo de la posición cubierta.

Los de *swaps* de tasas de interés entre divisas se utilizan para transformar un pasivo financiero a largo plazo denominado en una moneda distinta a la de presentación en un pasivo equivalente en la moneda de presentación.

Los contratos *forward* sobre divisas son contratos en los que las contrapartes se comprometen a intercambiar importes de capital denominados en distintas divisas en una fecha futura y a un tipo de cambio determinado (el *strike*). Estos contratos pueden exigir el intercambio real de los dos importes de capital (contratos *forward* con entrega) o el pago de la diferencia generada por las diferencias entre el tipo de cambio *strike* y el tipo de cambio vigente al vencimiento (contratos *forward* sin entrega). En este último caso, el tipo de cambio *strike* y/o el tipo de cambio al contado pueden determinarse como promedios de los tipos observados en un período determinado.

Los *swaps* de divisas son contratos en los que las contrapartes realizan dos operaciones de signo contrario en diferentes fechas futuras (normalmente una al contado y otra a plazo) que prevén el intercambio de un importe de capital denominado en diferentes divisas.

En la siguiente tabla se informa del importe nominal de las operaciones pendientes al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, desglosado por tipo de elemento cubierto.

Millones de euros	Importe nominal	
	2020	2019
<i>Swaps</i> de tasas de interés entre divisas (CCIRS) que cubren la deuda denominada en monedas distintas del euro	20 636	22 756
Contratos <i>forward</i> de divisas para cubrir el riesgo de tasa de cambio de <i>commodities</i>	5469	4291
Contratos <i>forward swaps</i> de divisas que cubren los flujos de efectivo futuros en monedas distintas del euro	3971	4760
Otros contratos <i>forward</i> de divisas	990	1488
Total	31 066	33 295

Más concretamente, se trata de:

• CCIRS con un importe nominal de 20 636 millones de euros para cubrir el riesgo de tasa de cambio de la deuda denominada en monedas distintas del euro (22

756 millones de euros al 31 de diciembre de 2019);
 • contratos *forward* de divisas con un importe nominal total de 9 440 millones de euros utilizados para cubrir el riesgo de tasa de cambio asociado a las compras de gas natural y

combustible y los flujos de efectivo previstos en monedas distintas del euro (9051 millones de euros al 31 de diciembre de 2019);

Otros contratos *forward* de divisas incluyen las operaciones OTC de derivados realizadas para mitigar el riesgo de tasa de cambio sobre los flujos de efectivo previstos en divisas distintas de la moneda de presentación relacionados con la compra de bienes de inversión en los sectores de las energías renovables y de las infraestructuras y redes (medidores digitales de nueva generación), sobre los costos de explotación por la prestación de servicios en la nube y sobre los ingresos por la venta de energía renovable.

Al 31 de diciembre de 2020, el 51 % (52 % al 31 de diciembre de 2019)

de la deuda a largo plazo del Grupo estaba denominado en monedas distintas del euro.

Tomando en cuenta las coberturas del riesgo de tasa de cambio, el porcentaje de deuda no cubierta contra ese riesgo ascendía al 17 % al 31 de diciembre de 2020 (18 % a 31 de diciembre de 2019).

Análisis de sensibilidad al riesgo de tasa de cambio

El Grupo analiza la sensibilidad de su exposición estimando los efectos de una variación de las tasas de cambio sobre la cartera de instrumentos financieros.

Más concretamente, el análisis de sensibilidad mide el impacto potencial en los resultados y en el patrimonio de los escenarios de mercado que

provocaría un cambio en el valor razonable de los derivados o en el gasto financiero asociado a la deuda bruta a largo plazo sin cobertura.

Estos escenarios se obtienen simulando la revalorización/depreciación del euro frente a todas las monedas en comparación con el valor observado en la fecha de presentación. No se han producido cambios en los métodos o hipótesis utilizados en el análisis de sensibilidad en comparación con el año anterior.

Manteniendo constantes todas las demás variables, la utilidad antes de impuestos se vería afectada por las variaciones de los tasas de cambio de la siguiente manera.

Millones de euros	2020				
	Impacto antes de impuestos en el resultado		Impacto antes de impuestos sobre el patrimonio		
	Tipo de cambio	Aumento	Reducción	Aumento	Reducción
Variación del valor razonable de los derivados clasificados como instrumentos de no cobertura	10 %	605	(739)	-	-
Variación del valor razonable de los derivados designados como instrumentos de cobertura					
Cobertura del flujo de efectivo	10 %	-	-	(2968)	3626
Coberturas a valor razonable	10 %	(53)	65	-	-

Riesgo de precio de los *commodities*

El riesgo de fluctuación del precio de los *commodities* energéticos, como la electricidad, el gas, el petróleo, el CO₂, etc., se genera debido a la volatilidad de los precios y las correlaciones estructurales entre ellos, que crean incertidumbre en el margen de las compras y ventas de electricidad y combustibles a precios variables (por ejemplo, contratos bilaterales indexados, operaciones en el mercado *spot*, etc.). Las exposiciones de los contratos indexados se cuantifican desglosando los contratos que generan la exposición en los factores de riesgo subyacentes.

Para contener los efectos de las fluctuaciones y estabilizar los márgenes, de acuerdo con las políticas y los límites operativos determinados por la gobernanza del Grupo y dejando un margen de flexibilidad adecuado para aprovechar las oportunidades a corto plazo que se presenten, Enel desarrolla y planifica estrategias que

afectan a las distintas fases del proceso industrial vinculado a la producción y venta de electricidad y gas (como las compras a plazo y los acuerdos comerciales a largo plazo), así como planes y técnicas de mitigación de riesgos mediante contratos de derivados (cobertura).

En lo que respecta a la electricidad vendida por el Grupo, Enel utiliza principalmente contratos de precio fijo en forma de contratos físicos bilaterales (PPA) y contratos financieros (por ejemplo, contratos por diferencias, contratos VPP, etc.) en los que se pagan las diferencias a la contraparte si el precio de la electricidad en el mercado supera

el precio de *strike* y a Enel en el caso contrario. La exposición residual respecto a la venta de energía en el mercado *spot* no cubierta con dichos contratos se acumula por factores de riesgo uniformes que pueden gestionarse con operaciones de cobertura en el mercado. Para las carteras industriales se pueden utilizar técnicas de cobertura por *proxy* cuando los instrumentos de cobertura para los factores de riesgo específicos que generan la exposición no están disponibles en el mercado o no son suficientemente líquidos. Además, Enel utiliza técnicas de cobertura de cartera para evaluar las oportunidades de compensación de las exposiciones interempresariales.

El Grupo utiliza principalmente derivados simples para la cobertura (más concretamente, *forwards*, *swaps*, opciones sobre *commodities*, futuros, contratos por diferencias).

Algunos de estos productos pueden ser indexados a una variedad de subyacentes (carbón, gas, petróleo, CO₂, diferentes áreas geográficas, etc.) y los enfoques pueden ser evaluados y adaptados a las necesidades específicas.

Enel también realiza operaciones por cuenta propia para mantener su presencia en los mercados de *commodities* energéticos de referencia del Grupo. Estas operaciones consisten en asumir exposiciones en *commodities* energéticos (productos petrolíferos, gas, carbón, certificados de CO₂ y electricidad) mediante derivados financieros y contratos físicos negociados en mercados regulados y extrabursátiles, optimizando los beneficios mediante operaciones realizadas

en función de la evolución prevista del mercado. En el siguiente cuadro se recoge el importe nocional de las

operaciones pendientes al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, desglosadas por tipo de instrumento.

Millones de euros	Importe nocional	
	2020	2019
Contratos <i>forward</i> y de futuros	48 064	35 824
<i>Swaps</i>	1862	5706
Opciones	576	654
Implicitos	7	68
Total	50 509	42 252

Para mayores detalles, véase la nota 47 «Derivados y contabilidad de cobertura».

Análisis de sensibilidad del riesgo de los commodities

El siguiente cuadro presenta los resultados del análisis de sensibilidad a una variación razonablemente posible de los precios de los *commodities* subyacentes al modelo de valoración utilizado en el escenario en la misma fecha, manteniendo todas las demás variables.

El impacto en la utilidad antes de impuestos de los cambios de +15 % y -15 % en

la curva de precios de los principales *commodities* que componen el escenario de combustibles y la cesta de fórmulas utilizadas en los contratos se debe principalmente a la variación del precio de la electricidad, el gas y los productos petrolíferos y, en menor medida, del CO₂. El impacto en el patrimonio de los mismos desplazamientos de la curva de precios se debe principalmente a la variación del precio de la electricidad, de los productos petrolíferos y, en menor medida, del CO₂. La exposición del Grupo a las variaciones de los precios de otros *commodities* no es significativa.

Millones de euros	2020				
	Impacto antes de impuestos en resultados		Impacto antes de impuestos en el patrimonio		
	Precio del <i>commodity</i>	Aumento Disminución		Aumento Disminución	
		Aumento	Disminución	Aumento	Disminución
Variación del valor razonable de los derivados negociables sobre <i>commodities</i>	15 %	(43)	43	-	-
Variación del valor razonable de los derivados sobre <i>commodities</i> designados como instrumentos de cobertura	15 %	-	-	25	(25)

Riesgo de crédito y de contraparte

Las operaciones comerciales, de *commodities* y financieras del Grupo lo exponen al riesgo de crédito y de contraparte, es decir, a la posibilidad de que un deterioro de la solvencia de una contraparte repercuta negativamente en el valor esperado de la posición acreedora o, solo en el caso de las cuentas por pagar comerciales, en el aumento de los plazos promedio de cobranza.

En consecuencia, la exposición al riesgo de crédito es atribuible a los siguientes tipos de operaciones:

- la venta y distribución de electricidad y gas en mercados libres y regulados y el suministro de bienes y servicios (cuentas por pagar comerciales);

Las actividades de negociación que implican el intercambio físico de activos u operaciones con instrumentos financieros (la cartera de valores);

- la negociación de derivados, los depósitos bancarios y, en

general, los instrumentos financieros (la cartera financiera). Con el fin de minimizar el riesgo de crédito, las exposiciones crediticias son gestionadas a nivel de Región/País/Línea de Negocio Global por diferentes unidades, garantizando así la segregación necesaria de las actividades de gestión y control del riesgo. El seguimiento de la

exposición consolidada es llevada a cabo por Enel SpA. Además, a nivel del Grupo, la política prevé la utilización de criterios uniformes –en todas las principales Regiones/Países/Líneas de Negocio Globales y a nivel consolidado– en la medición de las exposiciones de crédito comercial, con el fin de identificar rápidamente cualquier deterioro de la calidad de las cuentas por cobrar pendientes y las medidas de mitigación que deben adoptarse.

La política de gestión del riesgo de crédito asociado a las actividades comerciales prevé una evaluación preliminar de la solvencia de las contrapartes y la adopción de instrumentos de mitigación, tales como la obtención de garantías o avales no garantizados. Además, el Grupo realiza operaciones de factoring de cuentas por cobrar sin derecho a recurso, lo que da lugar a la baja completa de los correspondientes activos involucrados en el factoring, al haberse transferido los riesgos y beneficios asociados a estos.

Por último, en lo que respecta a las operaciones financieras y de *commodities*, se persigue la reducción del riesgo con un sistema uniforme de evaluación de las contrapartes a nivel del Grupo, que incluye la aplicación a nivel de Regiones/Países/Líneas de Negocio Globales,

así como con la adopción de marcos contractuales estandarizados específicos que contengan cláusulas de mitigación de riesgos (por ejemplo, acuerdos de compensación) y posiblemente el intercambio de garantías en efectivo.

A pesar del deterioro de la situación de cobranza de algunos segmentos de clientes, que se tomó en cuenta en

la evaluación del deterioro de las cuentas por cobrar comerciales, hasta la fecha la cartera del Grupo ha mostrado resistencia a la pandemia mundial. Esto refleja el fortalecimiento de los canales de cobro digitales y una sólida diversificación de los clientes comerciales con una baja exposición a los impactos de la COVID (por ejemplo, empresas de servicios públicos y de distribución).

ACTIVOS POR PRÉSTAMOS

Millones de euros

Staging	al 31 de diciembre de 2020				
	Base para el reconocimiento de la reserva para pérdidas de créditos esperadas	Tasa de pérdida promedio (PD*LGD)	Importe en libros bruto	Reserva para pérdidas de créditos esperadas	Importe en libros
Performing (no vencidos)	12 m ECL	0,9 %	7088	65	7023
Underperforming (con rendimiento insuficiente)	ECL a lo largo de la vida	25,0 %	88	22	66
Non-performing (vencidos)	ECL a lo largo de la vida	68,8 %	176	121	55
Total			7352	208	7144

ACTIVOS CONTRACTUALES, CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES Y OTROS ACTIVOS FINANCIEROS: VALORACIÓN INDIVIDUAL

Millones de euros

	al 31 de diciembre de 2020			
	Tasa de pérdida promedio (PD*LGD)	Importe en libros bruto	Reserva para pérdidas de créditos esperadas	Importe en libros
Activos contractuales	4,3 %	23	1	22
Cuentas por cobrar comerciales				
Cuentas por cobrar comerciales no vencidas	1,3 %	4953	66	4887
Cuentas por cobrar comerciales vencidas:				
- 1-30 días	1,5 %	453	7	446
- 31-60 días	2,8 %	106	3	103
- 61-90 días	12,8 %	39	5	34
- 91-120 días	28,0 %	25	7	18
- 121-150 días	12,9 %	31	4	27
- 151-180 días	100,0 %	53	53	-
- más de 180 días (crédito deteriorado)	83,8 %	1692	1418	274
Total cuentas por cobrar comerciales		7352	1563	5789
Otros activos financieros				

Otros activos financieros no vencidos	3,1 %	1243	38	1205
Otros activos financieros vencidos:				
- 1-30 días	15,6 %	499	78	421
- 31-60 días	-	11	-	11
- 61-90 días	-	-	-	-
- 91-120 días	-	-	-	-
- 121-150 días	-	-	-	-
- 151-180 días	40,0 %	5	2	3
- más de 180 días (crédito deteriorado)	6,3 %	79	5	74
Total otros activos financieros		1837	123	1714
TOTAL		9212	1687	7525

MEDICIÓN CONJUNTA DE ACTIVOS CONTRACTUALES, CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES Y OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

Millones de euros

	al 31 de diciembre de 2020			
	Tasa de pérdida promedio (PD*LGD)	Importe en libros bruto	Reserva para pérdidas de créditos esperadas	Importe en libros
Activos contractuales	1,2 %	163	2	161
Cuentas por cobrar comerciales				
Cuentas por cobrar no vencidas	0,6 %	5487	32	5455
Cuentas por cobrar comerciales vencidas:				
- 1-30 días	7,2 %	554	40	514
- 31-60 días	16,2 %	154	25	129
- 61-90 días	26,4 %	110	29	81
- 91-120 días	36,6 %	71	26	45
- 121-150 días	43,1 %	58	25	33
- 151-180 días	100,0 %	79	79	-
- más de 180 días (crédito deteriorado)	100,0 %	1468	1468	-
Total cuentas por cobrar comerciales		7981	1724	6257
Otros activos financieros				
Otros activos financieros no vencidos	2,2 %	274	6	268
Otros activos financieros vencidos:				
- 1-30 días	-	3	-	3
- 31-60 días	-	1	-	1
- 61-90 días	-	-	-	-
- 91-120 días	-	-	-	-
- 121-150 días	-	-	-	-
- 151-180 días	-	-	-	-
- más de 180 días (crédito deteriorado)	-	55	-	55
Total otros activos financieros		333	6	327
TOTAL		8477	1732	6745

Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez se manifiesta como la incertidumbre sobre la capacidad del Grupo para cumplir sus obligaciones asociadas a los pasivos financieros que se liquidan mediante la entrega de efectivo u otro activo financiero.

Enel gestiona el riesgo de liquidez aplicando medidas para garantizar un nivel adecuado de recursos financieros líquidos, minimizando el costo de oportunidad asociado y manteniendo una estructura de deuda equilibrada en cuanto a su perfil de vencimientos y fuentes de financiación.

A corto plazo, el riesgo de liquidez se mitiga manteniendo un nivel adecuado de recursos incondicionalmente disponibles, lo que incluye liquidez en caja y depósitos a corto plazo, líneas de crédito comprometidas disponibles y una cartera de activos de gran liquidez.

A largo plazo, el riesgo de liquidez se mitiga manteniendo un perfil de vencimiento equilibrado para nuestra deuda, el acceso a una gama de

fuentes de financiación en diferentes mercados, en diferentes monedas y con diversas contrapartes.

La mitigación del riesgo de liquidez permite al Grupo mantener una calificación crediticia que garantiza el acceso al mercado de capitales y limita el costo de los fondos, lo que repercute positivamente en su situación financiera y sus resultados.

Para responder a cualquier circunstancia excepcional que pueda surgir en el contexto de la emergencia de la COVID-19, en 2020 el Grupo decidió aumentar aún más su ya amplio y robusto nivel de recursos financieros líquidos disponibles, ampliando sus líneas de crédito comprometidas y sus programas de papeles comerciales.

El Grupo mantiene las siguientes líneas de crédito no utilizadas y programas de papeles comerciales.

Millones de euros	al 31 de diciembre de 2020		al 31 de diciembre de 2019	
	Con vencimiento a un año	Con vencimiento mayor a un año	Con vencimiento a un año	Con vencimiento mayor a un año
Líneas de crédito comprometidas	4028	14 531	215	15 461
Líneas de crédito no comprometidas	802	-	927	-
Papeles comerciales	7591	-	9627	-
Total	12 421	14 531	10 769	15 461

Análisis del vencimiento

En el siguiente cuadro se resume el perfil de vencimiento de la deuda a largo plazo del Grupo.

Millones de euros	Con vencimiento						
	En menos de 3 meses	De 3 meses a 1 año	2022	2023	2024	2025	Más adelante
Bonos:							
- cotizados, tasa fija	175	866	2256	2085	4595	3408	9667
- cotizados, tasa variable	-	260	437	580	397	308	818
- no cotizados, tasa fija	-	-	1677	2032	1217	1213	7045
- no cotizados, tasa variable	-	111	97	97	97	97	234
Total bonos	175	1237	4467	4794	6306	5026	17 764
Préstamos bancarios:							
- tasa fija	69	185	233	63	32	32	168
- tasa variable	181	934	944	713	722	683	5073
- uso de líneas de crédito revolvente	-	-	-	-	-	-	-
Total préstamos bancarios	250	1119	1177	776	754	715	5241
Arrendamientos:							
- tasa fija	62	163	194	159	121	115	1165
- tasa variable	5	17	15	13	13	13	13
Total arrendamientos	67	180	209	172	134	128	1178
Otros préstamos no bancarios:							
- tasa fija	21	53	63	90	130	24	258
- tasa variable	44	22	24	17	14	19	39
Total otros préstamos no bancarios	65	75	87	107	144	43	297
TOTAL	557	2611	5940	5849	7338	5912	24 480

Compromisos de compra de *commodities*

En el desarrollo de su actividad, el Grupo Enel ha suscrito contratos de compra de determinadas cantidades de *commodities* en una fecha futura determinada para su propio uso, que se acogen a la

la exención por uso propio prevista en la NIIF 9.

En la siguiente tabla se muestran los flujos de efectivo no descontados asociados a los compromisos pendientes al 31 de diciembre de 2020.

Millones de euros

	al 31 de diciembre de 2020	2021-2024	2025-2029	2030-2034	Más adelante
Compromisos de compra de <i>commodities</i>:					
- electricidad	67 400	19 058	15 730	13 273	19 339
- combustibles	41 855	21 207	12 855	5832	1961
Total	109 255	40 265	28 585	19 105	21 300

46. Compensación de activos y pasivos financieros

Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo no mantenía posiciones compensadas en los activos y pasivos, ya que la política del Grupo Enel no es liquidar los activos y pasivos financieros en términos netos.

47. Derivados y contabilidad de cobertura

En las siguientes tablas se muestran el importe nominal y el valor razonable de los activos financieros por derivados y de los pasivos financieros por derivados elegibles para la contabilidad de cobertura o valorados a FVTPL, clasificados en función del tipo de relación de cobertura y

y el riesgo cubierto, desglosados en instrumentos corrientes y no corrientes.

El importe nominal de un contrato de derivados es la cantidad sobre la que se intercambian flujos de efectivo. Este importe puede expresarse como un valor o una cantidad (por ejemplo, toneladas, convertidas en euros multiplicando el importe nominal por el precio acordado). Los importes denominados en monedas distintas del euro se convierten según los tipos de cambio oficiales de cierre proporcionados por la empresa World Markets Refinitiv (WMR).

Millones de euros	No corrienteCorriente							
	Nocion:		Valor razonable		Nocion:		Valor razonable	
	al 31 de diciembre de 2020	a 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	a 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	a 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019
ACTIVOS POR DERIVADOS								
Derivados de cobertura a valor razonable:								
- sobre tasas de interés	138	12	22	7	-	-	-	-
- sobre tasas de cambio	639	166	28	25	79	-	28	-
Total	777	178	50	32	79	-	28	-
Derivados de cobertura de flujos de efectivo:								
- sobre tasas de interés	161	335	21	26	-	133	-	-
- sobre tipos de cambio	5061	11 705	685	1081	698	2717	51	132
- sobre <i>commodities</i>	2541	1628	428	215	2165	3081	627	847
Total	7763	13 668	1134	1322	2863	5931	678	979
Derivados para negociar:								
- sobre tasas de interés	50	50	2	2	-	-	-	-
- sobre tipos de cambio	71	-	4	-	3430	3399	79	34
- sobre <i>commodities</i>	379	322	46	27	21 424	17 203	2686	3052
Total	500	372	52	29	24 854	20 602	2765	3086
TOTAL ACTIVOS POR DERIVADOS	9040	14 218	1236	1383	27 796	26 533	3471	4065

Millones de euros	No corrienteCorriente							
	Nocional		Valor razonable		Nocional		Valor razonable	
	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019
PASIVOS POR DERIVADOS								
Derivados de cobertura a valor razonable:								
- sobre tipos de cambio	-	5	-	1	-	-	-	-
Total	-	5	-	1	-	-	-	-
Derivados de cobertura de flujos de efectivo:								
- sobre tasas de interés	7201	7704	938	779	122	65	2	1
- sobre tipos de cambio	16 310	11 049	2491	1560	3766	2573	263	115
- sobre <i>commodities</i>	1535	601	148	47	1466	1613	379	457
Total	25 046	19 354	3577	2386	5354	4251	644	573
Derivados para negociar:								
- sobre tasas de interés	50	62	4	6	100	100	88	79
- sobre tipos de cambio	28	2	3	-	984	1679	41	38
- sobre <i>commodities</i>	89	154	22	14	20 910	17 650	2758	2864
Total	167	218	29	20	21 994	19 429	2887	2981
TOTAL PASIVOS POR DERIVADOS	25 213	19 577	3606	2407	27 348	23 680	3531	3554

47.1 Derivados designados como instrumentos de cobertura

Los derivados se reconocen inicialmente a su valor razonable, en la fecha de contratación, y posteriormente se reevalúan a su valor razonable. El método de reconocimiento de la pérdida o ganancia resultante depende de si el derivado se designa como instrumento de cobertura y, de ser este el caso, de la naturaleza de la partida que está siendo cubierta.

La contabilidad de coberturas se aplica a los derivados contratados para reducir riesgos tales como el riesgo de tasa de interés, el riesgo de tasa de cambio, el riesgo de precio de *commodities* y las inversiones netas en operaciones en el extranjero cuando se cumplen todos los criterios previstos en la NIIF 9. Al inicio de la transacción, el Grupo documenta la relación entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos y estrategias de gestión del riesgo. El Grupo también documenta su evaluación, tanto al inicio de la cobertura como de forma continua, relativa a si los instrumentos de cobertura son altamente eficaces para compensar las variaciones en los valores razonables o los flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

En el caso de las coberturas de flujos de efectivo de las transacciones previstas designadas como partidas cubiertas, el Grupo evalúa y documenta que son altamente probables y presentan una exposición a los cambios en los flujos de efectivo que afectan los resultados.

Dependiendo de la naturaleza de la exposición al riesgo, el Grupo designa los derivados como:

- ' coberturas a valor razonable;
- ' coberturas de flujo de efectivo.

Para mayores detalles sobre la naturaleza y el alcance de los riesgos

derivados de los instrumentos financieros a los que está expuesto el Grupo, véase la nota 45 «Gestión de riesgos».

Para que una relación de cobertura sea eficaz, deberá cumplir todos los criterios siguientes:

- ' existencia de una relación económica entre el instrumento de cobertura y la partida cubierta;
- ' el efecto del riesgo de crédito no domina las variaciones de valor resultantes de la relación económica;

el ratio de cobertura definido en la designación inicial será igual al utilizado para efectos de gestión del riesgo (es decir, la misma cantidad de la partida cubierta que la entidad realmente cubre y la cantidad del instrumento de cobertura que la entidad realmente utiliza para cubrir la cantidad de la partida cubierta).

Basándose en los requisitos de la NIIF 9, el Grupo evalúa la existencia de una relación económica mediante una evaluación cualitativa o un cálculo cuantitativo, dependiendo de las siguientes circunstancias:

- ' si el riesgo subyacente del instrumento de cobertura y de la partida cubierta es el mismo, la existencia de una relación económica se proporcionará mediante un análisis cualitativo;
- en cambio, si el riesgo subyacente del instrumento de cobertura y de la partida cubierta no es el mismo, la existencia de la relación económica se demostrará mediante la aplicación de un método cuantitativo, además de un análisis cualitativo de la naturaleza de la relación económica (es decir, una regresión lineal).

Para demostrar que el comportamiento del instrumento de cobertura está en línea con los de la partida cubierta, se analizarán diferentes escenarios.

Para la cobertura del riesgo de precio de los *commodities*, la existencia de una relación económica se deduce de una matriz de clasificación que define, para cada posible componente de riesgo, un conjunto de todos los derivados estándar disponibles en el mercado cuya clasificación se basa en su eficacia para cubrir el riesgo considerado. Con el fin de evaluar los efectos del riesgo de crédito, el Grupo considera la existencia de medidas de mitigación del riesgo (garantías, cláusulas de ruptura mutua, acuerdos de compensación, etc.).

El Grupo ha establecido un ratio de cobertura de 1:1 para todas las relaciones de cobertura (incluida la cobertura del riesgo de los precios de los *commodities*), ya que el riesgo subyacente del derivado de cobertura es idéntico al riesgo cubierto, con el fin de minimizar la ineficacia de la cobertura. La ineficacia de la cobertura se evaluará a través de una evaluación cuantitativa o un cálculo cuantitativo, en función de las siguientes circunstancias:

Si las condiciones críticas de la partida cubierta y del instrumento de cobertura coinciden y no existen otras fuentes de ineficacia, incluido el ajuste por riesgo de crédito del derivado de cobertura, la relación de cobertura se considerará plenamente eficaz sobre la base de una evaluación cualitativa;

Si las condiciones críticas de la partida cubierta y del instrumento de cobertura no coinciden o existe al menos una fuente de ineficacia, la ineficacia de la cobertura se cuantificará aplicando el método acumulado de compensación en dólares con el derivado hipotético. Este método compara los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura y del derivado hipotético entre la fecha de presentación y la fecha de inicio.

Las principales causas de la ineficacia de las coberturas pueden ser las siguientes:

Las diferencias de base (es decir, el valor razonable o los flujos de efectivo de la partida cubierta dependen de una variable diferente de la que causa la variación del valor razonable o los flujos de efectivo del instrumento de cobertura);

Las diferencias temporales (es decir, la partida cubierta y el instrumento de cobertura se producen o se liquidan en fechas diferentes);

Las diferencias de cantidad o importe nominal (es decir, la partida cubierta y el instrumento de cobertura se basan en cantidades o importes nominales diferentes);

• otros riesgos (es decir, los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo de un instrumento

de cobertura derivado o de una partida cubierta están relacionados con riesgos distintos del riesgo específico que se está cubriendo);

el riesgo de crédito (es decir, el riesgo de crédito de la contraparte influye de forma diferente en las variaciones del valor razonable de los instrumentos de cobertura y de las partidas cubiertas.

Coberturas de valor razonable

Las coberturas de valor razonable se utilizan para proteger al Grupo contra la exposición a los cambios en el valor razonable de los activos, pasivos o compromisos firmes atribuibles a un riesgo particular que podría afectar a los resultados.

Los cambios en el valor razonable de los derivados que cumplen los requisitos y son designados como instrumentos de cobertura se reconocen en el estado de resultados, junto con los cambios en el valor razonable de la partida cubierta que son atribuibles al riesgo cubierto. Si la cobertura deja de cumplir los criterios para su contabilización, el ajuste del importe en libros de una partida cubierta para la que se utiliza el método de la tasa de interés efectiva se amortiza en resultados a lo largo del periodo hasta su vencimiento.

Cobertura del flujo de efectivo

Las coberturas de flujos de efectivo se aplican para cubrir la exposición del Grupo a las variaciones de los flujos de efectivo futuros que se atribuyen a un riesgo particular asociado a un activo o pasivo reconocido o a una transacción altamente probable que podría afectar los resultados.

La parte efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados designados y calificados como coberturas de flujos de efectivo se reconoce en otro resultado integral. La ganancia o pérdida relativa a la parte no efectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

Los importes acumulados en el patrimonio se reclasifican en resultados en los periodos en que la partida cubierta afecta el resultado (por ejemplo, cuando se produce la venta prevista cubierta).

Si la partida cubierta da lugar al reconocimiento de un activo no financiero (es decir, propiedades, planta y equipo, etc.) o de un pasivo no financiero, o una transacción prevista cubierta para un activo o un pasivo no financiero se convierte en un compromiso firme al que se aplica la contabilidad de cobertura a valor razonable, el importe acumulado en el patrimonio (es decir, la reserva de cobertura) se eliminará y se incluirá en el importe inicial (costo u otro importe en libros) del activo o del pasivo cubierto (es decir, «ajuste de base»).

Cuando un instrumento de cobertura vence o se vende, o cuando una cobertura deja de cumplir los criterios de la contabilidad de cobertura, cualquier ganancia o pérdida acumulada existente en el patrimonio en ese momento permanece en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción prevista se reconoce finalmente en el estado de resultados. Cuando ya no se espera que se produzca una transacción prevista, la ganancia

o la pérdida acumulada que figuraba en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados. En el caso de las relaciones de cobertura que utilizan contratos *forward* como instrumento de cobertura, en las que solo se designa como instrumento de cobertura la variación del valor de la partida al contado, la contabilización de la partida del *forward* (ganancias o pérdidas frente a OCI) se define caso por caso. Este enfoque es el que aplica el Grupo para la cobertura del riesgo de tasa de cambio de los activos renovables.

Por el contrario, en las relaciones de cobertura que utilizan *swaps* de tasas de interés entre divisas cruzadas como instrumentos de cobertura, el Grupo separa el diferencial básico de la moneda extranjera, al designar el derivado de cobertura, y lo presenta en otro resultado integral (OCI) como costos de cobertura.

En lo que respecta específicamente a las coberturas de flujos de efectivo del riesgo de commodities, con el fin de mejorar su coherencia con la estrategia de gestión de riesgos, el Grupo Enel aplica un enfoque dinámico de contabilidad de coberturas basado en requisitos específicos de liquidez (el denominado enfoque basado en la liquidez).

Este enfoque requiere la designación de coberturas mediante el uso de los derivados de mayor liquidez disponibles en el mercado y su sustitución por otros más eficaces para cubrir el riesgo en cuestión.

En consonancia con la estrategia de gestión de riesgos, el enfoque basado en la liquidez permite el *roll-over* de un derivado sustituyéndolo por un nuevo derivado, no solo en caso de vencimiento sino también durante la relación de cobertura, si y solo si el nuevo derivado cumple los dos requisitos siguientes:

- ' representa un mejor *proxy* del antiguo derivado en términos de clasificación;
- ' cumple con los requisitos específicos de liquidez.

El cumplimiento de estos requisitos se verifica trimestralmente.

En la fecha de *roll-over*, la relación de cobertura no se mantiene. Por consiguiente, a partir de esa fecha, los cambios en el valor razonable efectivo del nuevo derivado se reconocerán en el patrimonio (la reserva de cobertura), mientras que los cambios en el valor razonable del antiguo derivado se reconocen en el resultado.

Reforma de los índices de referencia para la determinación de los tasas de interés y el riesgo asociado

Resumen

Las tasas de interés interbancarias de oferta («IBOR») son tipos de referencia a los que los bancos pueden pedir prestados fondos en el mercado interbancario sin garantía durante un periodo determinado que va de 24 horas [*overnight*] a 12 meses, en una moneda específica. En los últimos años se han producido varios casos de manipulación de estas tasas por parte de los bancos

que contribuyen a su cálculo. Por esta razón, los reguladores de todo el mundo han iniciado una amplia reforma de los índices de referencia para la determinación de las tasas de interés que incluye la sustitución de algunos índices de referencia por tasas de referencia alternativas sin riesgo (la reforma del IBOR). En un contexto de gran incertidumbre en cuanto a la oportunidad y los procedimientos de transición en los distintos países,

el Grupo está finalizando la evaluación del impacto de la reforma en los contratos tras haber delimitado su alcance global en términos de número y valor nominal a través de un censo basado en la recolección de datos provenientes de los Países y Líneas de Negocio. Además, las modificaciones contractuales están empezando a aplicarse gradualmente en un proceso que continuará en 2021, aunque puede variar en función de la evolución de la reforma de los índices de referencia para la determinación de las tasas de interés y las tasas de referencia alternativas sin riesgo asociados a la liquidez del mercado.

Derivados

Para efectos de gestión del riesgo, el Grupo mantiene *swaps* de tasas de interés y *swaps* de tasas de interés entre divisas que se designan en su mayoría como relaciones de cobertura de flujos de efectivo, y solo una parte minoritaria se designa como coberturas del valor razonable.

Los *swaps* de tasas de interés y los *swaps* de tasas de interés entre divisas están indexados fundamentalmente al Euribor o al LIBOR en dólares o en libras. Los instrumentos derivados del Grupo se gestionan mediante contratos que se basan principalmente en acuerdos marco definidos por la Asociación Internacional de Swaps y Derivados (ISDA).

La ISDA ha revisado sus contratos normalizados a la luz de la reforma de los índices de referencia y tiene previsto modificar las definiciones de la ISDA de 2006 relativas a las tasas variables para incluir cláusulas de sustitución (*fallbacks*) que se aplicarían en caso de discontinuación permanente de determinados IBOR clave. La ISDA ha publicado un suplemento para modificar las definiciones de la ISDA de 2006 (el Suplemento *Fallback* de la ISDA) y un protocolo para facilitar las modificaciones multilaterales con la finalidad de incluir las opciones de tasa flotante modificadas en las operaciones de derivados celebradas antes de la entrada en vigor del suplemento (el Protocolo *Fallback* de la ISDA). El Grupo está evaluando si adoptar o no este protocolo, vigilando si otras contrapartes lo hacen. En caso de que se modifique el plan o de que determinadas contrapartes no adopten el protocolo, el Grupo negociaría bilateralmente con ellas la inclusión de nuevas cláusulas

fallback.

Relaciones de cobertura

El Grupo ha evaluado el impacto de la incertidumbre generada por la reforma del IBOR en las relaciones de cobertura al 31 de diciembre de 2020, en lo que respecta tanto a los instrumentos de cobertura como a las partidas cubiertas. Tanto las partidas cubiertas como los instrumentos de cobertura del Grupo cambiarán su parametrización desde los índices de referencia basados en el mercado interbancario (IBOR) a las tasas alternativas libres de riesgo (RFR) como resultado de las modificaciones contables que entrarán en vigor en 2021. Más concretamente,

para los instrumentos de cobertura indexados al Euribor, la tasa de sustitución se basará en el Euro STR (*Euro Short-Term Rate* [tasa a corto plazo del Euro]), mientras que los indexados al LIBOR en dólares y libras esterlinas se indexarán al SOFR (*Secured Overnight Financing Rate* [tasa de financiación garantizada a un día]) y al SONIA (*Sterling Overnight Index Average* [índice promedio a un día en libras esterlinas]), respectivamente.

La exposición más importante del Grupo es al Euribor, junto con exposiciones significativas al LIBOR en libras y dólares también. Sin embargo, es ciertamente en el lado del euro donde la incertidumbre que rodea el proceso de sustitución es mayor.

Sin embargo, aunque el Grupo espera que los índices de referencia basados en los mercados interbancarios dejen de aplicarse a partir de finales de 2021, existe incertidumbre sobre la oportunidad y los procedimientos de sustitución de estos índices, tanto para las partidas cubiertas como para los instrumentos de cobertura. Por lo tanto, el Grupo está aplicando las modificaciones de la NIIF 9 emitidas en septiembre de 2019 a las relaciones de cobertura directamente afectadas por la reforma de IBOR.

Las relaciones de cobertura afectadas por la reforma del IBOR podrían resultar ineficaces debido a las expectativas de los agentes del mercado sobre el momento en que se producirá la transición de los índices de referencia para la determinación de las tasas de interés basándose en los mercados interbancarios a las tasas alternativas. Esta transición podría producirse en momentos diferentes para las partidas cubiertas y los instrumentos de cobertura y provocar ineficacia. En cualquier caso, el Grupo realizará esfuerzos por aplicar las sustituciones al mismo tiempo.

La exposición del Grupo Enel a las relaciones de cobertura afectadas por la reforma del IBOR, para las que se aplicaron las excepciones previstas en las modificaciones de la NIIF 9 emitidas en septiembre de 2019, asciende a 9434 millones de euros en términos del importe nominal de los instrumentos de cobertura al 31 de diciembre de 2020. En el siguiente cuadro se ofrece un desglose de los importes nominales de los instrumentos de cobertura por tasa IBOR.

Millones de euros	Importe nominal al 31 de diciembre de 2020
Instrumentos de cobertura	
GBP LIBOR	1225
USD LIBOR	1595
Euribor	6614
Total	9434

47.1.1 Relaciones de cobertura por tipo de riesgo cubierto

Riesgo de tasa de interés

En el siguiente cuadro se muestra el importe nocional y

la tasa de interés promedio de los instrumentos de cobertura del riesgo de tasa de interés de las operaciones pendientes al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, desglosado por vencimientos.

Millones de euros			Vencimiento			Más adelante
	2021	2022	2023	2024	2025	
Al 31 de diciembre de 2020						
Swaps de tasas de interés						
Importe nocional total	122	461	178	155	591	6115
Importe nocional relacionado con el IRS en euros	-	135	178	155	591	5295
Tasa promedio del IRS en euros		5,0139	4,1593	4,4380	1,9058	1,8321
Importe nocional relacionado con el IRS en dólares estadounidenses	122	326	-	-	-	639
Tasa promedio del IRS en dólares estadounidenses	2,0350	3,5227				2,4648
	2020	2021	2022	2023	2024	Más adelante
Al 31 de diciembre de 2019						
Swaps de tasas de interés (IRS)						
Importe nocional total	199	140	499	187	170	7054
Importe nocional relacionado con el IRS en euros	47	-	143	187	170	6042
Tasa promedio del IRS en euros	3,1825		4,9699	4,0516	4,1629	1,8298
Importe nocional relacionado con el IRS en dólares estadounidenses	134	134	356	-	-	665
Tasa promedio del IRS en dólares estadounidenses	1,5740	2,0350	3,5227			2,9665

En la siguiente tabla se muestran el importe nocional y el valor razonable de los instrumentos de cobertura del riesgo de tasa de interés

de las operaciones pendientes al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, desglosadas por tipo de partida cubierta.

Millones de euros	Instrumento de cobertura	Partida cubierta	Valor razonable		Importe nocional	Valor razonable		Importe nocional
			Activo	Pasivo		Activo	Pasivo	
			al 31 de diciembre de 2020			al 31 de diciembre de 2019		
Coberturas a valor razonable								
	Swaps de tasas de interés	Préstamos no bancarios a tasa variable	15	-	126	-	-	-

<i>Swaps</i> de tasas de interés	Préstamos bancarios a tasa fija	7	-	12	7	-	12
Coberturas de flujos de efectivo							
<i>Swaps</i> de tasas de interés	Bonos a tasa flotante	-	(232)	1190	11	(499)	3953
<i>Swaps</i> de tasas de interés	Activos por préstamos a tasa variable	21	-	161	15	-	140
<i>Swaps</i> de tasas de interés	Préstamos no bancarios a tasa variable	-	(708)	6133	-	(281)	4144
Total		43	(940)	7622	33	(780)	8249

En la siguiente tabla se muestra el importe nocional y el valor razonable de los derivados de cobertura del riesgo de tasa de interés

al 31 de diciembre de 2020 y a 31 de diciembre de 2019, desglosado por tipo de cobertura.

Millones de euros	Nociona cantidad		Valor razonable	activos	Nociona cantidad		Valor razonable	pasivos
	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019			al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019		
Derivados								
Coberturas a valor razonable								
Swaps de tasas de interés	138	12	22	7	-	-	-	-
Opciones de tasas de interés	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	138	12	22	7	-	-	-	-
Cobertura de flujos de efectivo								
Swaps de tasas de interés	161	468	21	26	7323	7769	(940)	(780)
Opciones de tasas de interés	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	161	468	21	26	7323	7769	(940)	(780)
TOTAL DERIVADOS DE TASAS DE INTERÉS	299	480	43	33	7323	7769	(940)	(780)

El importe nocional de los derivados clasificados como instrumentos de cobertura al 31 de diciembre de 2020 ascendía a 7622 millones de euros, con un valor razonable negativo correspondiente de 897 millones de euros.

En comparación con el 31 de diciembre de 2019, el importe nocional disminuyó en 627 millones de euros, lo que refleja principalmente:

- el vencimiento de *swaps* de tasas de interés por un valor de 180 millones de euros;
- una reducción de 127 millones de euros en los *swaps* de tasas de interés debido a un cambio en el método de consolidación utilizado para las entidades disponibles para la venta en la región de África, Asia y Oceanía;

nuevos *swaps* de tasas de interés por un valor de 40 millones de euros. El importe también refleja la reducción de 360 millones de euros en el importe nocional de los *swaps* de tasas de interés amortizables.

El deterioro del valor razonable de 150 millones de euros refleja principalmente la evolución de la curva de rendimiento.

Derivados de cobertura a valor razonable

En la siguiente tabla se informa de las ganancias y pérdidas netas reconocidas a través de resultados derivadas de los cambios en el valor razonable de los derivados de cobertura a valor razonable y de los cambios en el valor razonable de la partida cubierta que son atribuibles al riesgo de tasa de interés, tanto en 2020 como en el año anterior.

Millones de euros	2020	2019
	Ganancia/(pérdida) neta	Ganancia/(pérdida) neta
Instrumentos de cobertura de tasas de interés	15	-
Partida cubierta	(14)	-
Parte ineficaz	1	-

En la siguiente tabla se muestra el impacto de las coberturas a valor razonable del riesgo de tasa de interés en el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019.

Millones de euros	2020			2019		
	Importe nocional	Importe en libros	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia en el año	Importe nocional	Importe en libros	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia en el año
<i>Swaps</i> de tasas de interés	138	22	22	12	7	7

En la siguiente tabla se muestra el impacto de la partida cubierta de las coberturas a valor razonable en el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019.

Millones de euros	2020			2019		
	Importe en libros	Ajuste acumulado del valor razonable de la partida cubierta	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia en el año	Importe en libros	Ajuste acumulado del valor razonable de la partida cubierta	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia en el año
Préstamos a tasa fija	20	7	(7)	20	7	(7)
Préstamos a tasa variable	146	15	(15)	-	-	-
Total	166	22	(22)	20	7	(7)

Derivados de cobertura de flujos de efectivo riesgo de tasa de interés.

En la siguiente tabla se muestran los flujos de efectivo previstos en los próximos años de los derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre el

Millones de euros	Valor razonable al 31 de diciembre de 2020	Distribución de los flujos de caja previstos					
		2021	2022	2023	2024	2025	Más adelante
Derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre tasas de interés							
Valor razonable positivo	21	4	4	4	3	2	5
Valor razonable negativo	(940)	(149)	(141)	(141)	(125)	(104)	(306)

En la siguiente tabla se muestra el impacto de las coberturas de flujos de efectivo del riesgo de tasa de interés en el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019.

Millones de euros	2020			2019		
	Importe nominal	Importe en libros	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia en el año	Importe nominal	Importe en libros	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia en el año
Swaps de tasas de interés	7484	(919)	(919)	8237	(754)	(754)
Total	7484	(919)	(919)	8,237	(754)	(754)

En la siguiente tabla se muestra el impacto de la partida cubierta de las coberturas de flujos de efectivo en el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019.

Millones de euros	2020					2019				
	Valor razonable en la fecha de designación de los derivados de cobertura de flujos de efectivo (CFH) con cambios en resultados	Valor razonable en la fecha de designación de los derivados de cobertura de flujos de efectivo (CFH) con cambios en resultados	Reserva de cobertura	Reserva de gastos de cobertura	Parte ineficaz del importe en libros de los derivados CFH	Valor razonable en la fecha de designación de los derivados de cobertura de flujos de efectivo (CFH) con cambios en resultados	Valor razonable en la fecha de designación de los derivados de cobertura de flujos de efectivo (CFH) con cambios en resultados	Reserva de cobertura	Reserva de gastos de cobertura	Parte ineficaz del importe en libros de los derivados de CFH
Bonos de tasa variable	232	-	(232)	-	-	486	-	(486)	-	(2)
Activos por préstamos a tasa variable	(21)	-	21	-	-	(15)	-	15	-	-
Préstamos no bancarios a tasa variable	653	(44)	(653)	-	(11)	275	(49)	(226)	-	(6)
Total	864	(44)	(864)	-	(11)	746	(49)	(697)	-	(8)

Por último, cabe destacar que para los derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre tasas de interés, el importe reclasificado en 2020 de otro resultado integral a resultados generó un gasto financiero de 82 millones de euros brutos de efectos fiscales, mientras que el año anterior el gasto financiero reconocido ascendió a 1315 millones de euros.

Riesgo de tasa de cambio

En el siguiente cuadro se recoge el perfil de vencimiento del importe nominal y la tasa de cambio contractual promedio asociada para los instrumentos de cobertura del riesgo de tasa de cambio en las transacciones pendientes al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019.

Millones de euros	Vencimiento					Más adelante	Total
	2021	2022	2023	2024	2025		
Al 31 de diciembre de 2020							
Swaps de tasas de interés entre divisas (CCIRS)							
Importe nocional total de los CCIRS	859	1702	3120	3088	1336	10 882	20 987
Importe nocional para CCIRS EUR-USD	185	1630	2038	1223	1223	6928	13 227
Tasa de cambio promedio EUR/USD	1,1348	1,1213	1,2493	1,1039	1,1593	1,2397	
Importe nocional para CCIRS EUR-GBP	278	-	-	946	-	3,443	4667
Tasa de cambio promedio EUR/GBP	0,8248			0,8765		0,7876	
Importe nocional para CCIRS EUR-CHF	-	-	-	208	-	120	328
Tasa de cambio promedio EUR/CHF				1,0642		0,9040	
Importe nocional para CCIRS USD-BRL	395	71	64	-	-	244	774
Tasa de cambio promedio USD/BRL	4,3935	4,1779	5,1967			3,4489	
Contratos forward de divisas							
Importe nocional total de los contratos forward	3,684	1,871	12	-	-	-	5567
Importe nocional - forward de divisas EUR/USD	2,671	1,786	12	-	-	-	4469
Tasa promedio de forward de divisas - EUR/USD	1,1473	1,1535	1,1976				
Importe nocional - forward de divisas USD/BRL	379	37	-	-	-	-	416
Tasa promedio de forward de divisas - USD/BRL	5,2226	5,4405					
Importe nocional - forward de divisas USD/COP	187	-	-	-	-	-	187
Tasa promedio de forward de divisas - USD/COP	3,782						
Importe nocional - forward de divisas USD/CLP	121	-	-	-	-	-	121
Tasa promedio de forward de divisas - USD/CLP	716,8847						
Importe nocional - forward de divisas EUR/RUB	100	-	-	-	-	-	100

Tasa promedio de *forward* de
divisas - EUR/RUB

91,8464

Millones de euros	Vencimiento						Más adelante	Total
	2020	2021	2022	2023	2024			
Al 31 de diciembre de 2019								
Swaps de tasas de interés entre divisas (CCIRS)								
Importe nocional total de los CCIRS	831	1,115	1,781	3,339	3,146	12,511	22,723	
Importe nocional para CCIRS EUR- USD	-	202	1,781	3,339	1,336	8,904	15,562	
Tasa de cambio promedio EUR/USD		1,1348	1,1213	1,2184	1,1039	1,2067		
Importe nocional para CCIRS EUR- GBP	470	587	-	-	999	3,041	5,097	
Tasa de cambio promedio EUR/GBP	0,8466	0,8245			0,8765	0,8062		
Importe nocional para CCIRS EUR- CHF	92	-	-	-	207	120	419	
Tasa de cambio promedio EUR/CHF	1,2169				1,0642	1,21		
Importe nocional para CCIRS USD-BRL	269	326	-	-	-	288	883	
Tasa de cambio promedio USD/BRL	3,9273	3,4742				3,5655		
Contratos <i>forward</i> de divisas								
Importe nocional total de los contratos <i>forward</i>	4,459	1,015	18	-	-	-	5,492	
Importe nocional - <i>forward</i> de divisas EUR/USD	2,899	958	18	-	-	-	3,875	
Tasa promedio de <i>forward</i> de divisas - EUR/USD	1,1774	1,1803	1,1609					
Importe nocional - <i>forward</i> de divisas USD/CLP	527	44	-	-	-	-	571	
Tasa promedio de <i>forward</i> de divisas - USD/CLP	678,0443	680						
Importe nocional - <i>forward</i> de divisas USD/BRL	313	14	-	-	-	-	327	
Tasa promedio de <i>forward</i> de divisas - USD/BRL	4,1274	4,1330						
Importe nocional - <i>forward</i> de divisas EUR/ZAR	221	-	-	-	-	-	221	
Tasa promedio de <i>forward</i> de divisas - EUR/ZAR	17,7856							
Importe nocional - <i>forward</i> de divisas EUR/RUB	181	-	-	-	-	-	181	
Tasa promedio de <i>forward</i> de divisas - EUR/RUB	74,1277							

En el siguiente cuadro se muestran el importe nocional y el valor razonable de los instrumentos de cobertura del riesgo de tasa de cambio de

transacciones pendientes al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, desglosados por tipo de partida cubierta.

Millones de euros		Valor razonable		Importe nocional	Valor razonable		Importe nocional
Instrumento de cobertura	Partida cubierta	Activo	Pasivo		Activo	Pasivo	
		al 31 de diciembre de 2020			al 31 de diciembre de 2019		
Coberturas a valor razonable							
<i>Swaps</i> de tasas de interés entre divisas (CCIRS)	Préstamos s/bonos a tasa fija en moneda extranjera	28	-	639	25	(1)	171
<i>Swaps</i> de tasas de interés entre divisas (CCIRS)	Préstamos a tasa variable en moneda extranjera	28	-	79	-	-	-
Cobertura de flujos de efectivo							
<i>Swaps</i> de tasas de interés entre divisas (CCIRS)	Préstamos a tasa variable en moneda extranjera	67	(15)	579	55	(5)	999
<i>Swaps</i> de tasas de interés entre divisas (CCIRS)	Préstamos a tasa fija en moneda extranjera	50	-	484	-	(4)	72
<i>Swaps</i> de tasas de interés entre divisas (CCIRS)	Bonos a tasa variable en moneda extranjera	12	-	356	6	(1)	302
<i>Swaps</i> de tasas de interés entre divisas (CCIRS)	Bonos a tasa fija en moneda extranjera	588	(2374)	18 499	1022	(1535)	20 877
<i>Swaps</i> de tasas de interés entre divisas (CCIRS)	Flujos de efectivo futuros denominados en moneda extranjera	7	(4)	351	-	(17)	302
Contratos <i>forward</i> de divisas	Flujos de efectivo futuros denominados en moneda extranjera	3	(12)	574	3	(63)	811
Contratos <i>forward</i> de divisas	Compras futuras de <i>commodities</i> denominadas en moneda extranjera	5	(309)	4167	124	(7)	3462
Contratos <i>forward</i> de divisas	Compras de bienes de inversión y otros bienes en moneda extranjera	4	(40)	825	3	(43)	1219
Total		792	(2754)	26 553	1238	(1676)	28 215

Las coberturas del flujo de efectivo y del valor razonable incluyen:

Los CCIRS de un importe nocional de 19 622 millones de euros, que se utilizan para cubrir el riesgo de tasa de cambio de la deuda a tasa fija denominada en monedas distintas del euro, con un valor razonable negativo de 1708 millones de euros;

CCIRS de un importe nocional de 1365 millones de euros, que se utilizan para cubrir el riesgo de tasa de cambio de la deuda a tasa variable denominada en monedas distintas del euro, con un valor razonable positivo de 95 millones de euros;

contratos *forward* sobre divisas de un importe nocional de 4741 millones de euros, que se utilizan para cubrir el riesgo de tasa de cambio asociado a las compras de gas natural, las compras de combustible y los flujos de efectivo previstos en monedas distintas del euro, con un valor razonable neto de 313 millones de euros;

contratos *forward* sobre divisas de un importe nocional de 825 millones de euros y un valor razonable negativo de 36 millones de euros en relación con las transacciones OTC para mitigar el riesgo de tasa de cambio sobre los flujos de efectivo previstos en monedas distintas de la moneda de presentación relacionados con la compra de bienes de inversión en los sectores de las energías renovables y las infraestructuras y redes (medidores digitales de nueva generación), sobre los costos de explotación para la prestación de servicios en la nube y sobre los ingresos procedentes de la venta de energía renovable.

En la siguiente tabla se recogen el importe nocional y el valor razonable de los derivados de divisas al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, desglosados por tipo de cobertura.

Millones de euros	Importe nominal		Activos a valor razonable		Importe nominal		Pasivos a valor razonable	
	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019
Derivados								
Coberturas de valor razonable								
CCIRS	718	166	56	25	-	5	-	(1)
Total	718	166	56	25	-	5	-	(1)
Cobertura de flujos de efectivo								
Contratos <i>forward</i> de divisas	476	3253	12	130	5090	2238	(361)	(113)
CCIRS	5582	11 169	724	1083	14 687	11 384	(2393)	(1562)
Total	6058	14 422	736	1213	19 777	13 622	(2754)	(1675)
TOTAL DERIVADOS DE TASA DE CAMBIO	6776	14 588	792	1238	19 777	13 627	(2754)	(1676)

El importe nominal de los CCIRS al 31 de diciembre de 2020 ascendía a 20 987 millones de euros (22 724 millones de euros al 31 de diciembre de 2019), lo que supone una disminución de 1737 millones de euros. Los *swaps* de tasas de interés entre divisas de un importe total de 831 millones de euros vencieron, mientras que los nuevos derivados ascendieron a 1 108 millones de euros, de los cuales 557 millones corresponden a emisiones de bonos denominadas en libras esterlinas en octubre de 2020. Además, los *swaps* de tasas de interés entre divisas por un valor de 294 millones de euros fueron resueltos anticipadamente. El importe también refleja la evolución de la tasa de cambio del euro frente a las principales monedas y el efecto de la amortización, que hizo que su importe nominal disminuyera en 1720 millones de euros. El importe nominal de los contratos *forward* sobre divisas al 31 de diciembre de 2020 ascendía a 5566 millones de euros (5491 millones de euros al

31 de diciembre de 2019), un aumento de 75 millones de euros. La exposición al riesgo de tasa de cambio, especialmente la asociada al dólar estadounidense, se debe principalmente a las compras de gas natural, a las compras de combustible y a los flujos de efectivo relativos a las inversiones. Los cambios en el importe nominal están relacionados con la evolución normal de las operaciones.

Derivados de cobertura a valor razonable

En la siguiente tabla se informa de las ganancias y pérdidas netas reconocidas con cambios en resultados, reflejando los cambios en el valor razonable de los derivados de cobertura a valor razonable y los cambios en el valor razonable de la partida cubierta que son atribuibles al riesgo de tasa de cambio para 2020 y el año anterior.

Millones de euros	2020	2019
	Ganancia/(pérdida) neta	Ganancia/(pérdida) neta
Instrumentos de cobertura de tasas de interés	44	1
Partida cubierta	(51)	(4)
Parte ineficaz	(7)	(3)

En la siguiente tabla se muestra el impacto de las coberturas a valor razonable del riesgo de tasa de cambio en el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019.

Millones de euros	al 31 de diciembre de 2020			al 31 de diciembre de 2019		
	Importe nominal	Importe en libros	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia en el año	Importe nominal	Importe en libros	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia en el año

<i>Swaps</i> de tasas de interés entre divisas (CCIRS)	718	56	56	171	24	24
---	-----	----	----	-----	----	----

En la siguiente tabla se muestra el impacto de la partida cubierta de las coberturas a valor razonable en el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019.

Millones de euros	al 31 de diciembre de 2020			al 31 de diciembre de 2019		
	Importe en libros	Ajuste acumulado del valor razonable de la partida cubierta	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia en el año	Importe en libros	Ajuste acumulado del valor razonable de la partida cubierta	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia en el año
Préstamos a tasa fija en moneda extranjera	637	34	(34)	81	11	(11)
Préstamos a tasa variable en moneda extranjera	79	28	(28)	90	15	(15)
Total	716	62	(62)	171	26	(26)

Derivados de cobertura de flujos de efectivo

En la siguiente tabla se muestran los flujos de efectivo previstos en los próximos años de los derivados de cobertura de flujos de efectivo por riesgo de tasa de cambio.

Millones de euros	Valor razonable al 31 de diciembre de 2020	Distribución de flujos de efectivo previstos					
		2021	2022	2023	2024	2025	Más adelante
Derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre tasas de cambio							
Valor razonable positivo	736	140	105	178	87	13	53
Valor razonable negativo	(2754)	(139)	(180)	(18)	(96)	27	(98)

En la siguiente tabla se muestra el impacto de las coberturas de flujos de efectivo del riesgo de tasa de cambio en el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019.

Millones de euros	al 31 de diciembre de 2020			al 31 de diciembre de 2019		
	Importe nominal	Importe en libros	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia en el año	Importe nominal	Importe en libros	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia en el año

<i>Swaps</i> de tasas de interés entre divisas (CCIRS)	20 269	(1669)	(1463)	22 552	(479)	(345)
Contratos <i>forward</i> de divisas	5566	(349)	(342)	5491	17	52
Total	25 835	(2018)	(1805)	28 043	(462)	(293)

En la siguiente tabla se muestra el impacto de la partida cubierta de las coberturas de flujos de efectivo en el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019.

Millones de euros	al 31 de diciembre de 2020				al 31 de diciembre de 2019			
	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia en el año	Reserva de cobertura	Reserva de gastos de cobertura	Parte ineficaz del importe en libros de derivados de CFH	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia en el año	Reserva de cobertura	Reserva de gastos de cobertura	Parte ineficaz del importe en libros de derivados de CFH
Préstamos a tasa variable en moneda extranjera	(52)	52	-	-	(49)	49	1	-
Préstamos a tasa fija en moneda extranjera	(50)	50	-	-	3	(3)	(1)	-
Bonos a tasa variable en moneda extranjera	(12)	12	-	-	(5)	5	-	-
Bonos a tasa fija en moneda extranjera	1580	(1580)	(205)	-	378	(378)	(135)	-
Flujos de efectivo futuros denominados en moneda extranjera	(3)	3	-	-	17	(17)	-	-
Flujos de efectivo futuros denominados en moneda extranjera	7	(7)	(3)	-	59	(59)	(1)	-
Compras futuras de <i>commodities</i> denominadas en moneda extranjera	305	(305)	-	1	(119)	119	-	(2)
Compras de bienes de inversión y otros bienes en moneda extranjera	30	(30)	(5)	(1)	9	(9)	(32)	1
Total	1805	(1805)	(213)	-	293	(293)	(168)	(1)

Por último, cabe destacar que, en el caso de los derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre tasas de cambio, el importe reclasificado en 2020 de otros ingresos integrales a resultados generó

gastos financieros por un valor de 1483 millones de euros brutos de efectos fiscales, mientras que el año anterior el gasto financiero reconocido ascendió a 770 millones de euros.

Riesgo de precio de *commodities*

Millones de euros	2021	2022	Vencimiento 2023	2024	2025	Más adelanto	Total
Al 31 de diciembre de 2020							
Swaps de <i>commodities</i>							
Valor nacional sobre la potenciaenergía	78	65	64	65	53	281	606
Precio promedio del <i>swap</i> de <i>commodities</i> sobre la energía (€/MWh)	40,3	37,9	37,7	37,7	37,6	37,7	
Valor nacional sobre el carbón/envío	32	2	-	-	-	-	34
Precio promedio del <i>swap</i> de <i>commodities</i> sobre el carbón/envío (\$/tonelada)	51.2	57.9	-	-	-	-	
Valor nacional sobre el gas	-	-	-	-	-	-	-
Precio promedio del <i>swap</i> de <i>commodities</i> sobre el gas (€/ MWh)	-	-	-	-	-	-	
Futuros de <i>commodities</i>							
Valor nacional sobre la energía	1065	244	246	197	191	741	2684
Precio promedio del <i>forward</i> futuro de <i>commodities</i> sobre la energía (€/MWh)	43,2	25,0	19,1	17,9	17,4	15,2	
Valor nacional sobre el gas	1521	973	17	20	20	108	2659
Precio promedio del <i>forward</i> futuro de <i>commodities</i> sobre el gas (€/MWh)	14,3	14,9	15,2	4,9	4,9	2,5	
Valor nacional sobre el CO ₂	317	134	37	-	-	-	488
Precio promedio del <i>forward</i> futuro de <i>commodities</i> sobre el CO ₂ (€/tonelada)	24,2	26,6	27,9	-	-	-	
Valor nacional sobre el petróleo	744	413	-	-	-	-	1157
Precio promedio del <i>forward</i> futuro de <i>commodities</i> sobre el petróleo (\$/bbl)	45,0	44,3	-	-	-	-	
Opciones sobre <i>commodities</i>							
Valor nacional sobre la energía	-	8	9	9	9	45	80

Precio promedio de la opción sobre <i>commodities</i> sobre la energía (€/MWh)	-	29,7	26,4	26,4	26,4	31,7
--	---	------	------	------	------	------

Millones de euros	2020	2021	Vencimiento			Más adelante	Total
			2022	2023	2024		
Al 31 de diciembre de 2019							
Swaps de commodities							
Valor nacional sobre la energía	703	123	121	135	128	712	1,922
Precio promedio del swap de commodities sobre la energía (€/MWh)	47,7	20,5	20,2	20,2	20,2	20,7	
Valor nacional sobre el carbón/envío	253	-	-	-	-	-	253
Precio promedio del swap de commodities sobre el carbón/envío (\$/tonelada)	62,4	-	-	-	-	-	
Valor nacional sobre el gas	13	13	13	13	41	66	159
Precio promedio del swap de commodities sobre el gas (€/ MWh)	3,0	3,0	3,0	3,0	7,0	7,9	
Futuros de commodities							
Valor nacional sobre la energía	726	2	-	-	-	-	728
Precio promedio del forward futuro de commodities sobre la energía (€/MWh)	50,5	50,4	-	-	-	-	
Valor nacional sobre el gas	1869	662	1	-	-	-	2532
Precio promedio del forward futuro de commodities sobre el gas (€/MWh)	15,9	19,1	17,2	-	-	-	
Valor nacional sobre el CO ₂	217	9	-	-	-	-	226
Precio promedio del forward futuro de commodities sobre el CO ₂ (€/tonelada)	18,0	25,0	-	-	-	-	
Valor nacional sobre el petróleo	988	115	-	-	-	-	1103
Precio promedio del forward futuro de commodities sobre el petróleo (\$/bbl)	64,8	59,7	-	-	-	-	
Opciones sobre commodities							
Valor nacional sobre la energía	-	-	-	-	-	-	-
Precio promedio de la opción sobre commodities sobre la energía (€/MWh)	-	-	-	-	-	-	

En la siguiente tabla se muestran el importe nominal y el valor razonable de los instrumentos de cobertura del riesgo de precio de los *commodities* en transacciones

pendientes al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, desglosados por tipo de producto.

Millones de euros	Importe nominal		Activo a valor razonable		Importe nominal		Pasivo a valor razonable	
	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019
Derivados								
Cobertura de flujos de efectivo								
Derivados sobre la energía:								
- swaps	369	1,301	70	234	236	621	(56)	(107)
- Forwards/futuros	2066	280	361	34	571	448	(16)	(44)
- opciones	70	-	-	-	-	-	-	-
Total derivados sobre la energía	2505	1581	431	268	807	1069	(72)	(151)
Derivados sobre el carbón/envío:								
- swaps	34	-	11	7	-	253	-	(54)
- Forwards/futuros	-	-	-	-	-	-	-	-
- opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivados del carbón/envío	34	-	11	7	-	253	-	(54)
Derivados sobre el gas y el petróleo:								
- swaps	-	79	-	9	-	80	-	(1)
- Forwards/futuros	1674	2823	456	694	2,189	812	(455)	(298)
- opciones	11	-	18	-	-	-	-	-
Total derivados sobre el gas y el petróleo	1685	2902	474	703	2189	892	(455)	(299)
Derivados sobre el CO₂:								
- swaps	-	-	-	-	-	-	-	-
- Forwards/futuros	482	226	139	84	5	-	-	-
- opciones	-	-	-	-	-	-	-	-
Total derivados sobre el CO₂	482	226	139	84	5	-	-	-
TOTAL DERIVADOS DE COMMODITIES	4706	4709	1055	1062	3001	2214	(527)	(504)

En la tabla se recogen el importe nominal y el valor razonable de los derivados que cubren el riesgo de precio de las *commodities* al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, desglosados por tipo de cobertura. El valor razonable positivo de los derivados de cobertura

de flujos de efectivo sobre *commodities* se refiere a los derivados sobre *commodities* de gas y petróleo por un importe de 474 millones de euros, los derivados sobre CO₂ (139 millones de euros), los derivados sobre energía (431 millones de euros) y, en menor medida, las coberturas de las compras de carbón

solicitadas por las empresas de generación por un importe de 11 millones de euros.

La primera categoría se refiere principalmente a las coberturas de las fluctuaciones del precio del gas natural, tanto para las compras como para las ventas, realizadas para loss *commodities* del petróleo y los productos del gas.

La categoría de CO₂ incluye principalmente las transacciones de cobertura realizadas con fines de cumplimiento del Grupo Enel.

La categoría de energía incluye principalmente las transacciones de cobertura a mediano/largo plazo, especialmente en Norteamérica.

Los derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre *commodities* incluidos en el pasivo se refieren a derivados sobre *commodities* de gas y petróleo por un importe de 455 millones de euros (principalmente para ventas de derivados de cobertura) y derivados sobre la energía por un importe de 72 millones de euros. Las principales transacciones de contabilidad de coberturas del Grupo no se han visto afectadas actualmente por ningún efecto negativo particular (por ejemplo, discontinuación, ineficacia) asociado a la emergencia de la COVID-19 ni a nivel mundial ni a nivel de la economía local.

Derivados de cobertura de flujos de efectivo

En la siguiente tabla se muestran los flujos de efectivo esperados en los próximos años de los derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre el riesgo de precio de los *commodities*.

Millones de euros	Valor razonable al 31 de diciembre de 2020	Distribución de los flujos de efectivo previstos					
		2021	2022	2023	2024	2025	Más adelante
Derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre <i>commodities</i>							
Valor razonable positivo	1055	626	131	34	18	19	227
Valor razonable negativo	(527)	(392)	(99)	(23)	(6)	(6)	(1)

En la siguiente tabla se muestra el impacto de las coberturas de flujos de efectivo del riesgo de precio de los *commodities* en el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019.

Millones de euros	al 31 de diciembre de 2020			al 31 de diciembre de 2019		
	Importe nominal	Importe en libros	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia en el año	Importe nominal	Importe en libros	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia en el año
<i>Swaps</i> de energía	605	23	23	1922	127	127
<i>Swaps</i> de carbón/envío	34	11	11	253	(47)	(47)
<i>Swaps</i> de gas y petróleo	-	-	-	159	8	8
<i>Forwards/futuros</i> de energía	2717	375	356	728	(10)	(10)
<i>Forwards/futuros</i> de carbón/envíos	-	-	-	-	-	-
<i>Forwards/futuros</i> de gas y petróleo	3794	(20)	(20)	3,635	396	396
<i>Forwards/futuros</i> de CO ₂	487	139	139	226	84	84
Opciones de energía	70	-	-	-	-	-
Total	7707	528	509	6,923	558	558

En la siguiente tabla se muestra el impacto de la partida cubierta de las coberturas de flujos de efectivo en el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019.

Millones de euros	al 31 de diciembre de 2020			al 31 de diciembre de 2019				
	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia en el año	Reserva de cobertura	Reserva de gastos de cobertura	Parte ineficaz del importe en libros de los derivados de CFH	Valor razonable utilizado para medir la ineficacia en el año	Reserva de cobertura	Reserva de gastos de cobertura	Parte ineficaz del importe en libros de los derivados de CFH

Futuras transacciones de energía	(316)	374	-	24	(110)	110	-	7
Futuras transacciones de carbón/envío	(11)	11	-	-	47	(47)	-	-
Futuras transacciones de gas y petróleo	20	(20)	-	-	(404)	404	-	-
Futuras transacciones de CO ₂	(139)	139	-	-	(84)	84	-	-
Total	(446)	504	-	24	(551)	551	-	7

Por último, cabe destacar que, en el caso de los derivados de cobertura de flujos de efectivo sobre precios de los *commodities*, el importe reclasificado en 2020 de otro resultado integral a resultados generó un gasto financiero de 293 millones de euros brutos de efectos fiscales, mientras que el año anterior los ingresos financieros reconocidos ascendieron a 20 millones de euros.

472 Derivados a valor razonable con cambios en resultados En la siguiente tabla se muestran el importe nominal y el valor razonable de los derivados a valor razonable con cambios en resultados al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019.

Millones de euros	Importe nominal		Activo a valor razonable		Importe nominal		Pasivo a valor razonable	
	al 31 de diciembre de 2020	a 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019
Derivados a FVTPL:								
- derivados sobre tasas de interés:								
- swaps de tasas de interés	50	50	2	2	100	112	(88)	(80)
- opciones de tasas de interés	-	-	-	-	50	50	(4)	(5)
- derivados sobre tasas de cambio:								
- contratos <i>forward</i> de divisas	3501	3399	83	34	1012	1,648	(44)	(38)
- CCIRS	-	-	-	-	-	33	-	-
- derivados sobre <i>commodities</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivados sobre la energía:								
- swaps	144	282	14	25	109	281	(18)	(28)
- forwards/futuros	5493	5353	75	403	5626	4329	(428)	(155)
- opciones	137	3	24	2	9	27	(12)	(14)
Total derivados sobre la energía	5774	5638	113	430	5744	4637	(458)	(197)
Derivados sobre el carbón:								
- swaps	47	311	4	69	16	367	(1)	(80)
- forwards/futuros	200	-	40	-	144	-	(27)	-
Total derivados sobre el carbón	247	311	44	69	160	367	(28)	(80)
Derivados sobre el gas y el petróleo:								
- swaps	635	1,259	81	168	259	852	(34)	(97)
- forwards/futuros	13 993	9782	2108	2126	14 121	11 047	(1999)	(2190)
- opciones	185	315	165	247	170	309	(173)	(273)
Total derivados sobre el gas y el petróleo	14 813	11 356	2354	2541	14 550	12 208	(2206)	(2560)
Derivados sobre el CO₂:								
- swaps	-	-	-	-	-	-	-	-

- forwards/futuros	770	185	209	31	290	524	(72)	(32)
- opciones	-	-	-	-	5	-	(5)	-
Total derivados sobre el CO₂	770	185	209	31	295	524	(77)	(32)
Derivados sobre otros:								
- swaps	-	4	-	2	13	16	(7)	(1)
- forwards/futuros	195	6	9	3	234	9	(1)	(4)
Total derivados sobre otros	195	10	9	5	247	25	(8)	(5)
Derivados implícitos	4	25	3	3	3	43	(3)	(4)
TOTAL	25 354	20 974	2817	3115	22 161	19 647	(2916)	(3001)

Al 31 de diciembre de 2020, el importe nocional de los derivados de negociación sobre tasas de interés ascendía a 200 millones de euros. El valor razonable negativo neto de 90 millones de euros aumentó en 7 millones de euros con respecto al año anterior, principalmente debido a la evolución de la curva de rendimiento.

Al 31 de diciembre de 2020, el importe nocional de los derivados sobre tasas de cambio era de 4513 millones de euros. La disminución global de su valor nocional y el aumento del valor razonable positivo neto asociado de 43 millones de euros reflejaban principalmente las transacciones normales y la evolución de las tasas de cambio.

Al 31 de diciembre de 2020, el importe nocional de los derivados sobre *commodities* ascendía a 42 802 millones de euros. El valor razonable de los derivados de negociación sobre *commodities* clasificados como activos refleja principalmente la valoración de mercado de las coberturas de gas y petróleo, que ascienden a 2354 millones de euros, y los derivados sobre energía, que ascienden a 113 millones de euros.

El valor razonable de los derivados de negociación sobre *commodities* clasificados como pasivos se refiere principalmente a las coberturas de gas y petróleo, que ascienden a 2206 millones de euros, y a los derivados sobre energía, que ascienden a 458 millones de euros.

La categoría «otros» incluye las coberturas con derivados climáticos. Además del riesgo de los *commodities*, las empresas del Grupo también están expuestas a cambios en los volúmenes asociados a las condiciones climáticas (por ejemplo, la temperatura influye en el consumo de gas y electricidad).

Los derivados implícitos, que están en manos de Enel Green Power North America, se refieren principalmente a las cláusulas financieras complementarias en los acuerdos de asociación de capital fiscal más complejos, que se utilizan para financiar la inversión en nueva capacidad de energías renovables.

Los derivados a valor razonable con cambios en resultados incluyen las transacciones gestionadas dentro de las carteras de negociación y las transacciones que, aunque se establecieron con fines de cobertura, no cumplían los requisitos de la contabilidad de coberturas.

Medición a valor razonable

48. Activos y pasivos valorados a valor razonable El Grupo determina el valor razonable de acuerdo con la NIIF 13 siempre que dicha valoración sea requerida por la NIIF como criterio de reconocimiento o

valoración.

El valor razonable se define como el precio que se recibiría por vender un activo o se pagaría por transferir un pasivo, en una transacción ordenada, entre participantes del mercado, en la fecha de medición (es decir, un precio de salida).

La mejor aproximación [*proxy*] al valor razonable es el precio de mercado, es decir, el precio actual disponible públicamente y utilizado en un mercado líquido y activo.

El valor razonable de los activos y pasivos se clasifica de acuerdo con la jerarquía de tres niveles que se describe a continuación,

dependiendo de los datos de entrada y las técnicas de valoración utilizados para determinar su valor razonable:

Nivel 1: el valor razonable se determina sobre la base de los precios cotizados (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos a los que la entidad puede acceder en la fecha de medición;

Nivel 2: el valor razonable se determina a partir de datos de entrada distintos de los precios de cotización incluidos en el nivel 1 que son observables para el activo o el pasivo, ya sea directamente (como los precios) o indirectamente (derivados de los precios);

Nivel 3, el valor razonable se determina sobre la base de datos de entrada no observables.

Esta nota también proporciona información detallada sobre las técnicas de valoración y los datos de entrada utilizados para realizar estas mediciones.

Para ello:

Las mediciones recurrentes del valor razonable de los activos o pasivos son las requeridas o permitidas por las NIIF en el estado de situación financiera al cierre de cada período;

Las mediciones del valor razonable no recurrentes son las requeridas o permitidas por las NIIF en el estado de situación financiera en circunstancias particulares.

Para obtener información general o divulgaciones específicas sobre el tratamiento contable de estas circunstancias, véase la nota 2 «Políticas contables».

48.1 Activos valorados a valor razonable en el estado de situación financiera

En la siguiente tabla se muestra, para cada clase de activos valorados a valor razonable de forma recurrente o no recurrente en el estado de situación financiera, la valoración a valor razonable al final del período de información y el nivel en la jerarquía de valor razonable en el que se clasifican las valoraciones a valor razonable de esos activos.

Millones de euros		Activos no corrientes					Activos corrientes		
	Notas	Valor razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Inversiones de capital en otras empresas a FVOCI	27	40	4	13	23	-	-	-	-
Valores a FVOCI	27.1, 28.1	408	408	-	-	67	67	-	-
Inversiones de capital en otras empresas a FVTPL	27	30	21	-	9	-	-	-	-
Activos financieros procedentes de acuerdos de concesión de servicios a FVTPL	27	2,057	-	2,057	-	-	-	-	-
Activos por préstamos y otros activos financieros medidos a valor razonable	27	-	-	-	-	301	226	75	-
Derivados de cobertura a valor razonable:									
- sobre tasas de interés	47	22	-	22	-	-	-	-	-
- sobre tasas de cambio	47	28	-	28	-	28	-	28	-
Derivados de cobertura de flujos de efectivo:									
- sobre tasas de interés	47	21	-	21	-	-	-	-	-
- sobre tasas de cambio	47	685	-	685	-	51	-	51	-
- sobre <i>commodities</i>	47	428	102	282	44	627	279	333	15
Derivados de negociación:									
- sobre tasas de interés	47	2	-	2	-	-	-	-	-
- sobre tasas de cambio	47	4	-	4	-	79	-	79	-
- sobre <i>commodities</i>	47	46	5	40	2	2686	1637	1049	-
Inventarios valorados a valor razonable	47	-	-	-	-	55	41	2	12
Contraprestación contingente	29, 30	21	-	8	13	23	-	11	12

El valor razonable de las «inversiones de capital en otras empresas a FVOCI» se determina para las empresas que cotizan en bolsa sobre la base del precio cotizado al cierre del ejercicio, mientras que el de las empresas que no cotizan en bolsa se basa en una valoración fiable de los activos y pasivos correspondientes.

Los «Activos financieros procedentes de acuerdos de concesión de servicios a FVTPL » se refieren a las transacciones de distribución de electricidad en Brasil, principalmente de Enel Distribuição Rio de Janeiro, Enel Distribuição Ceará y Enel Distribuição Goiás, así como a la central de generación de PH Chucas en Costa Rica, y se

contabilizan de acuerdo con la CINIIF 12. El valor razonable se estimó como el costo neto de reposición basado en la información de tarifas más reciente disponible y en el índice general de precios del mercado brasileño.

Los «Activos por préstamos y otros activos financieros medidos a valor razonable» se refieren principalmente a inversiones de liquidez. Su valor razonable se determina utilizando datos de mercado de Nivel 1 o Nivel 2. El valor razonable de los contratos de derivados se determina utilizando

los precios oficiales de los instrumentos negociados en mercados regulados. El valor razonable de los instrumentos que no cotizan en un mercado regulado se determina utilizando métodos de valoración adecuados para cada tipo de instrumento financiero y los datos del mercado al final del período de presentación (como las tasas de interés, las tasas de cambio, la volatilidad), descontando los flujos de efectivo futuros previstos sobre la base de la curva de rendimiento del mercado y convirtiendo los importes en monedas distintas del euro utilizando los tipos de cambio proporcionados por la empresa World Markets Refinitiv (WMR). Los derivados sobre tasas de interés y tipos de cambio se miden utilizando los datos de entrada de nivel 2.

El valor razonable de los derivados sobre *commodities* se mide casi siempre utilizando datos de Nivel 1 o Nivel 2, ya que su determinación se basa en datos de mercado, ya que estos contratos se suscriben con contrapartes bursátiles, operadores líderes del sector o instituciones financieras.

Entre las excepciones marginales, tanto para las coberturas de flujos de efectivo como para las transacciones de negociación, se encuentran determinados derivados relacionados con los derivados climáticos, que se valoran en función de datos históricos certificados

de las variables subyacentes, así como determinados contratos financieros a largo plazo (acuerdos de compra de energía virtual o VPPA, por sus siglas en inglés), para los que también se utilizaron modelos de medición internos, en parte para medir estos instrumentos en horizontes temporales más largos, dada la iliquidez de las variables subyacentes.

De acuerdo con las NIIF, el Grupo evalúa el riesgo de crédito, tanto de la contraparte (Ajuste de Valoración del Crédito o CVA) como el suyo propio (Ajuste de Valoración del Débito o DVA), con el fin de ajustar el valor razonable de los instrumentos financieros por el correspondiente importe del riesgo de contraparte. Más concretamente, el Grupo mide el CVA/DVA utilizando una técnica de valoración de la Exposición Potencial Futura para la exposición neta de

la posición para posteriormente asignar el ajuste a los instrumentos financieros individuales que componen la cartera global. Todos los datos de entrada utilizados en esta técnica son observables en el mercado.

48.2 Activos no valorados a valor razonable en el estado de situación financiera

Para cada clase de activos que no se miden a su valor razonable de forma recurrente, pero cuyo valor razonable debe informarse, en la siguiente tabla se informa del valor razonable al final del ejercicio y del nivel en la jerarquía del valor razonable en el que se clasifican las mediciones del valor razonable de esos activos.

Millones de euros	Notas	Valor razonable	Activo no corriente			Activo corriente		
			Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor razonable	Nivel 1	Nivel 2
Propiedad de inversión	20	148	-	-	148	-	-	-
Inventarios	31	-	-	-	-	52	-	52

En el cuadro se recoge el valor razonable de la propiedad de inversión y de los inventarios de bienes inmuebles no utilizados en la actividad por un importe de 148 millones de euros y 52 millones de euros, respectivamente. Los importes fueron calculados con la ayuda de tasaciones realizadas por expertos independientes, que utilizaron diferentes métodos en función de los activos concretos.

48.3 Pasivos valorados a valor razonable en el estado de situación financiera

En la siguiente tabla se muestra, para cada clase de pasivo medido a valor razonable de forma recurrente o no recurrente en el estado de situación financiera, la medición del valor razonable al final del período de presentación y el nivel de la jerarquía del valor razonable en el que se clasifican las mediciones del valor razonable.

Millones de euros	Notas	Valor razonable	Pasivo no corriente			Pasivo corriente			
			Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Valor razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Derivados de cobertura de flujos de efectivo:									
- sobre tasas de interés	47	938	-	938	-	2	-	2	-
- sobre tasas de cambio	47	2491	-	2491	-	263	-	263	-
- sobre <i>commodities</i>	47	148	29	76	43	379	75	302	2
Derivados de negociación:									
- sobre tasas de interés	47	4	-	4	-	88	-	88	-
- sobre tasas de cambio	47	3	-	3,0	-	41	-	41	-
- sobre <i>commodities</i>	47	22	3	19	-	2758	1629	1122	7
Contraprestación contingente	39, 40	41	-	-	41	53	-	51	2

La contraprestación contingente se refiere principalmente a una serie de inversiones de capital que el Grupo posee en Norteamérica y Grecia, cuyo valor razonable se determinó sobre la base de condiciones contractuales.

48.4 Pasivos no valorados a valor razonable en el estado de situación financiera

Para cada clase de pasivo que no se valora a valor razonable en el estado de situación financiera, pero cuyo valor razonable debe

informarse, en la siguiente tabla se informa del valor razonable al final del período y del nivel en la jerarquía del valor razonable en el que se clasifican las mediciones del valor razonable de esos pasivos.

Millones de euros					
	Notas	Valor razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Bonos:					
- a tasa fija	44.3.1	43 223	39 722	3501	-
- a tasa variable	44.3.1	3765	147	3618	-
Préstamos bancarios:					
- a tasa fija	44.3.1	833	-	833	-
- a tasa variable	44.3.1	9259	-	9259	-
Préstamos no bancarios:					
- a tasa fija	44.3.1	2609	-	2609	-
- a tasa variable	44.3.1	249	-	249	-
Total		59 938	39 869	20 069	-

Para los instrumentos de deuda cotizados, el valor razonable viene dado por los precios oficiales. Para los instrumentos no cotizados, el valor razonable se determina utilizando técnicas de valoración adecuadas para cada categoría

de instrumentos financieros y datos de mercado al cierre del ejercicio, incluidos los diferenciales de crédito de Enel.

Otra información

49. Pagos basados en acciones

Los planes de incentivos a largo plazo, que se describen a continuación, forman parte de la Política de Remuneración adoptada por el Grupo y descrita en el apartado «Sistema de incentivos» del Informe de Operaciones.

Los beneficiarios del plan son el Director Ejecutivo/Gerente General de Enel y los gerentes del Grupo que ocupan los puestos más directamente responsables del rendimiento de la empresa o considerados

de interés estratégico. Los planes prevén la concesión a los beneficiarios de un incentivo intransferible que consta de un componente patrimonial (transacción con pagos basados en acciones) y un componente monetario (clasificado como otro beneficio a los empleados a largo plazo).

Para mayores detalles sobre el tratamiento contable de estos planes, véase la nota 2.2 «Políticas contables significativas». La siguiente información describe las principales características de los planes de incentivos basados en acciones adoptados por Enel durante el año 2020:

	Fecha de aprobación	Fecha de concesión	Período de rendimiento	Verificación de la consecución de objetivos	Pagos
Plan de Beneficios a Largo Plazo (LTI) 2019	16.05.2019 ⁽³⁾	12.11.2019 ⁽⁴⁾	2019-2021	2021 ⁽⁵⁾	2022-2023
Plan de Beneficios a Largo Plazo (LTI) 2020	14.05.2020 ⁽⁶⁾	17.09.2020 ⁽⁷⁾	2020-2022	2022 ⁽⁸⁾	2023-2024

La concesión del incentivo previsto en estos planes está sujeto a la condición de que los beneficiarios continúen siendo empleados del Grupo durante el período de concesión (es decir, la condición de servicio), con pocas excepciones reguladas específicamente por el Reglamento, y que logren condiciones de rendimiento específicas relacionadas con las siguientes variables de rendimiento trienales:

• El Rendimiento Total para el Accionista (TSR, por sus siglas en inglés) promedio de Enel⁽⁹⁾ comparado con el TSR promedio del índice EURO STOXX Utilities - EMU para el período de referencia de tres años (con una ponderación del 50 %);

El Rendimiento sobre el Capital Promedio Empleado (ROACE, por sus siglas en inglés) consolidado acumulado durante el período de referencia de tres años (con una ponderación del 25 % en el Plan LTI 2020 y del 40 % en el Plan LTI 2019);

Las emisiones de CO₂ en gramos por kWh equivalente producidas por el Grupo en el último año del período de referencia de tres años⁽¹⁰⁾ (con una ponderación del 10 %);

La capacidad renovable neta consolidada como porcentaje de la capacidad instalada neta consolidada total al final del último año del período de referencia de tres años (solo en el Plan LTI 2020; con una ponderación del 15 %).

Este incentivo —determinado, en el momento de la concesión, como un valor base calculado en relación con la remuneración fija del beneficiario individual— puede variar en función

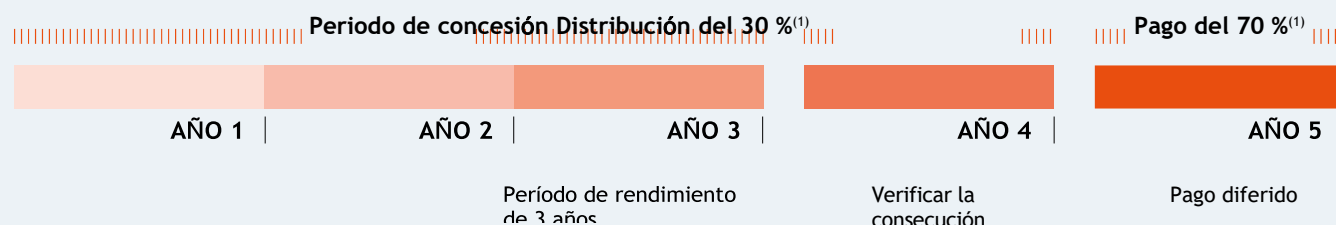
del grado de consecución de cada uno de los objetivos de rendimiento a tres años por parte de los planes, que va desde cero hasta un máximo del 280 % o 180 % del valor base en el caso, respectivamente, del Director Ejecutivo/Gerente General o de los demás beneficiarios.

Los planes establecen que cualquier bonificación otorgada estará representada por un componente de acciones, que puede ser complementado —dependiendo del nivel de consecución de los distintos objetivos— por un componente en efectivo. Más concretamente, los planes prevén que el 100 % del valor base para el Consejero Delegado y el Director General y el 50 % del valor base para el personal directivo clave se pagará en acciones de Enel previamente adquiridas por la Compañía por el importe del beneficio que se haya concedido efectivamente. Este componente de capital representa una transacción de pagos basados en acciones que se liquida con instrumentos de capital.

Si se alcanzan los objetivos, el desembolso de una parte significativa de los componentes de capital y efectivo del incentivo concedido (70 % del total) se difiere al segundo año siguiente al período de rendimiento de tres años cubierto por los planes, sin perjuicio del derecho de los beneficiarios a solicitar el pago diferido de la totalidad del incentivo.

- (3) La fecha de la Junta de Accionistas de Enel que aprobó el Plan LTI 2019 de conformidad con el artículo 2359 del Código Civil, otorgando al Directorio todas las facultades necesarias para implementar el Plan.
- (4) La fecha en la que el Directorio aprobó los procedimientos y el cronograma de concesión del Plan LTI 2019 a los beneficiarios (teniendo en cuenta la propuesta emitida por el Comité de Nombramientos y Retribuciones en su sesión del 11 de noviembre de 2019).
- (5) Con ocasión de la aprobación de los estados financieros de Enel SpA al 31 de diciembre de 2021, la Compañía verificará el nivel de consecución de los objetivos de rendimiento del Plan LTI 2019.
- (6) La fecha de la Junta de Accionistas de Enel que aprobó el Plan LTI 2020 de conformidad con el artículo 2359 del Código Civil, otorgando al Directorio todos los poderes necesarios para implementar el Plan.
- (7) La fecha en la que el Directorio aprobó los procedimientos y el cronograma de concesión del Plan LTI 2020 a los beneficiarios (teniendo en cuenta la propuesta emitida por el Comité de Nombramientos y Retribuciones en su sesión del 16 de septiembre de 2020).
- (8) Con ocasión de la aprobación de los estados financieros de Enel SpA a 31 de diciembre de 2022, la Compañía verificará el nivel de consecución de los objetivos de rendimiento del Plan LTI 2020.
- (9) El Rendimiento Total para el Accionista (TSR) promedio de Enel y el índice EURO STOXX Utilities - EMU se calcula para los tres meses anteriores al inicio y al final del período de rendimiento, con el fin de neutralizar cualquier volatilidad del mercado.
- (10) Emisiones de la generación de las centrales del Grupo.

PLANES LTI (Planes de incentivos a largo plazo)



(1) Si se alcanzan los objetivos de rendimiento.

En ejecución de la autorización concedida por la Junta de Accionistas y en cumplimiento de las condiciones pertinentes, el Directorio aprobó

el lanzamiento de un programa de recompra de acciones para apoyar los planes LTI.

	Compras autorizadas		Compras reales		
	Número de acciones	Total (euros)	Número de acciones	Precio promedio ponderado (euros por acción)	Total (euros)
Plan LTI 2019 ⁽¹¹⁾	2 500 000	10 500 000	1 549 152 ⁽¹²⁾	6,7779	10 499 999
Plan LTI 2020 ⁽¹³⁾	1 720 000		1 720 000 ⁽¹⁴⁾	7,4366	12 790 870

Como resultado de las compras realizadas para apoyar los Planes LTI, al 31 de diciembre de 2020 Enel posee un total de 3 269 152 acciones propias, equivalentes a aproximadamente el 0,032 % del capital social.

La siguiente información se refiere a los instrumentos de capital concedidos en 2019 y 2020.

	2020			2019		
	Número de acciones concedidas	Valor razonable por acción	Número de acciones potencialmente disponibles para adjudicación	Número de acciones concedidas	Valor razonable por acción	Número de acciones potencialmente disponibles para adjudicación
Plan LTI 2019	-	-	1 529 182	1 538 547	6983	1 538 547
Plan LTI 2020	1 635 307	7380	1 635 307		-	-

El valor razonable de estos instrumentos de capital se mide sobre la base del precio de mercado de las acciones de Enel en la fecha de concesión ⁽¹⁵⁾.

El total de los costos reconocidos por el Grupo con cambios en resultados

ascendió a 5 millones de euros en 2020 (0,3 millones de euros en 2019). No se han producido cancelaciones ni modificaciones en ninguno de los planes.

- (11) El 19 de septiembre de 2019, el Directorio aprobó el lanzamiento de un programa de recompra de acciones para apoyar el Plan LTI 2019.
- (12) Número de acciones adquiridas en el período comprendido entre el 23 de septiembre y el 2 de diciembre de 2019 equivalente a aproximadamente el 0,015 % del capital social de Enel.
- (13) El 29 de julio de 2020, el Directorio aprobó el lanzamiento de un programa de recompra de acciones para apoyar el Plan LTI 2020.
- (14) Número de acciones compradas en el período comprendido entre el 3 de septiembre y el 28 de octubre de 2020, equivalente a aproximadamente el 0,017 % del capital social de Enel.
- (15) Para el Plan LTI 2019, la fecha de concesión es el 12 de noviembre de 2019, es decir, la fecha de la sesión del Directorio que aprobó los procedimientos y el cronograma de concesión del Plan LTI 2019 a los beneficiarios.
Para el Plan LTI 2020, la fecha de concesión es el 17 de septiembre de 2020, es decir, la fecha de la sesión del Directorio que aprobó los procedimientos y el cronograma de concesión del Plan LTI 2020 a los beneficiarios.

50. Partes relacionadas

Como operador en el ámbito de la generación, distribución, transporte y venta de electricidad y venta de gas natural, Enel realiza transacciones con una serie de empresas controladas directa o indirectamente por el Estado italiano, el

accionista mayoritario del Grupo.

En el siguiente cuadro se resumen los principales tipos de transacciones realizadas con dichas contrapartes.

Parte relacionada	Relación	Naturaleza de las principales transacciones
Comprador único	Íntegramente controlado (indirectamente) por el Ministerio de Economía y Finanzas	Compra de electricidad para el mercado de protección reforzada
Grupo Cassa Depositi e Prestiti	Controlado directamente por el Ministerio de Economía y Finanzas	Venta de electricidad en el Mercado de Servicios Auxiliares (Terna) Venta de servicios de transporte de electricidad (Grupo Eni) Compra de servicios de transporte, despacho y medición (Terna) Compra de servicios postales (Poste Italiane) Compra de combustibles para centrales de generación y servicios de almacenamiento y distribución de gas natural (Grupo Eni)
ESO - Energy Services Operator	Íntegramente controlado (directamente) por el Ministerio de Economía y Finanzas	Venta de electricidad subvencionada Pago del componente A3 para los incentivos a los recursos renovables
EMO - Energy Services Operator	Íntegramente controlado (indirectamente) por el Ministerio de Economía y Finanzas	Venta de electricidad en la Bolsa de Energía (EMO) Compra de electricidad en la Bolsa de Energía para el bombeo y la planificación de la central (EMO)
Grupo Leonardo	Controlado directamente por el Ministerio de Economía y Finanzas	Compra de servicios informáticos y suministro de bienes

Además, el Grupo realiza transacciones fundamentalmente comerciales con empresas asociadas o con empresas en las que tiene participaciones no controladoras.

Por último, Enel también mantiene relaciones con los fondos de pensiones FOPEN y FONDENEL, así como con la Fondazione Enel y Enel Cuore, empresa sin fines de lucro de Enel dedicada a la prestación de asistencia social y sanitaria.

Todas las transacciones con partes relacionadas se realizaron en

condiciones normales del mercado, que en algunos casos vienen determinadas por la Autoridad Reguladora de la Energía, las Redes y el Medioambiente.

En los siguientes cuadros se resumen las transacciones con partes relacionadas, empresas asociadas y negocios conjuntos existentes al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019 y realizadas durante el periodo.

Millones de euros

	Comprador único	EMO	ESO	Grupo Cassa Depositi e Prestiti	Otros
Estado de resultados					
Ingresos por ventas y servicios	-	808	295	2542	187
Otros ingresos	-	-	-	-	1
Ingresos financieros	-	-	-	-	-
Compra de electricidad, gas y combustible	2038	2059	-	1122	-
Costos de servicios y otros materiales	-	38	3	2728	44
Otros costos de explotación	6	183	-	9	1
Ingresos/(gastos) netos por derivados de <i>commodities</i>	-	-	-	1	-
Gastos financieros	-	-	-	13	-

Millones de euros

	Comprador único	EMO	ESO	Grupo Cassa Depositi e Prestiti	Otros
Estado de situación financiera					
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	-
Activos financieros no corrientes por derivados	-	-	-	-	-
Cuentas por cobrar comerciales	-	35	15	569	29
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	1
Otros activos corrientes	-	9	84	63	2
Préstamos a largo plazo	-	-	-	625	-
Pasivos contractuales no corrientes	-	-	-	4	6
Préstamos a corto plazo	-	-	-	-	-
Parte corriente de los préstamos a largo plazo	-	-	-	89	-
Cuentas por pagar comerciales	554	83	746	748	5
Pasivos contractuales corrientes	-	-	-	-	1
Otros pasivos corrientes	-	-	-	15	13
Otra información					
Garantías emitidas	-	250	-	13	83
Garantías recibidas	-	-	-	157	36
Compromisos	-	-	-	102	2

Personal directivo clave	Total 2020	Empresas asociadas y empresas conjuntas	Total en estados financieros		
			Total global de 2020	% del total	
-	3832	206	4038	62 623	6,4 %
-	1	9	10	2362	0,4 %
-	-	62	62	2763	2,2 %
-	5219	166	5385	25 049	21,5 %
-	2813	145	2958	18 298	16,2 %
-	199	3	202	2202	9,2 %
-	1	-	1	(212)	-0,5 %
-	13	58	71	4485	1,6 %

Personal directivo clave	Total al 31 de diciembre de 2020	Empresas asociadas y empresas conjuntas	Total global al 31 de diciembre de estados financieros 2020		Total en % del
			Total global al 31 de diciembre de estados financieros 2020	Total en % del	
-	-	1144	1144	5159	22,2 %
-	-	21	21	1236	1,7 %
-	648	215	863	12 046	7,2 %
-	1	189	190	5113	3,7 %
-	158	6	164	3578	4,6 %
-	625	359	984	49 519	2,0 %
-	10	151	161	6191	2,6 %
-	-	21	21	6345	0,3 %
-	89	19	108	3168	3,4 %
-	2136	69	2205	12 859	17,1 %
-	1	15	16	1275	1,3 %
-	28	9	37	11 651	0,3 %
-	346	-	346		
-	193	-	193		
-	104	-	104		

Millones de euros

	Comprador único	EMO	ESO	Grupo Cassa Depositi e Prestiti	Otros
Estado de resultados					
Ingresos por ventas y servicios	-	1320	255	2733	183
Otros ingresos	-	-	5	1	-
Otros ingresos financieros	-	-	-	1	-
Compra de electricidad, gas y combustible	2661	3009	4	1372	-
Costos de servicios y otros materiales	-	54	4	2338	70
Otros costos de explotación	3	182	1	4	-
Ingresos/(gastos) netos por derivados de <i>commodities</i>	-	-	-	11	-
Gastos financieros	-	-	1	14	-

Millones de euros

	Comprador único	EMO	ESO	Grupo Cassa Depositi e Prestiti	Otros
Estado de situación financiera					
Activos financieros no corrientes por derivados	-	-	-	-	-
Cuentas por cobrar comerciales	-	45	15	573	13
Activos financieros corrientes por derivados	-	-	-	-	-
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	-
Otros activos corrientes	-	23	89	69	1
Préstamos a largo plazo	-	-	-	715	-
Pasivos contractuales no corrientes	-	-	-	2	6
Parte corriente de los préstamos a largo plazo	-	-	-	89	-
Cuentas por pagar comerciales	601	92	793	726	18
Pasivos financieros corrientes por derivados	-	-	-	-	-
Pasivos contractuales corrientes	-	-	-	-	1
Otros pasivos corrientes	-	-	-	16	9
Otra información					
Garantías emitidas	-	250	-	354	164
Garantías recibidas	-	-	-	125	35
Compromisos	-	-	-	9	4

Personal directivo clave	Total 2019	Empresas asociadas y empresas conjuntas	Total global 2019	Total en estados financieros	% del total
-	4491	313	4804	77 366	6,2%
-	6	10	16	2961	0,5%
-	1	87	88	1637	5,4%
-	7046	143	7189	38 082	18,9%
-	2466	151	2617	18 836	13,9%
-	190	45	235	2693	8,7%
-	11	-	11	(733)	-1,5%
-	15	31	46	4518	1,0%

Personal directivo clave	Total al 31 de diciembre de 2019	Empresas asociadas y empresas conjuntas	Total global al 31 de dic. de 2019	Total en estados financieros	% del total
-	-	15	15	1383	1,1 %
-	646	250	896	13 083	6,8 %
-	-	8	8	4065	0,2 %
-	-	27	27	4305	0,6 %
-	182	1	183	3115	5,9 %
-	715	-	715	54 174	1,3 %
-	8	143	151	6301	2,4 %
-	89	-	89	3409	2,6 %
-	2230	61	2291	12 960	17,7 %
-	-	8	8	3554	0,2 %
-	1	38	39	1328	2,9 %
-	25	5	30	13 161	0,2 %
-	768	-	768		
-	160	-	160		
-	13	-	13		

Con respecto a la información divulgada sobre la remuneración del personal directivo clave, prevista en la NIC 24, véase la sección I «Política de remuneración de los miembros del Directorio, del Gerente General, de los ejecutivos con responsabilidades estratégicas y de los miembros del Consejo de Auditores. Procedimientos para la adopción y aplicación de la política» del Informe de Remuneraciones publicado en la página web de Enel en <https://www.enel.com/investors/governance/remuneration>.

En noviembre de 2010, el Directorio de Enel SpA aprobó (y posteriormente actualizó) un procedimiento que regula la aprobación y ejecución de las transacciones con partes relacionadas realizadas por Enel SpA directamente o a través de sus subsidiarias. En el procedimiento (disponible en <https://www.enel.com/investors/bylaws-rules-and-policies/transactions-with-related-parties/>) se establecen normas destinadas a garantizar la transparencia y la corrección procesal y sustantiva de las transacciones con partes relacionadas. Se adoptó en aplicación de las disposiciones del artículo 2391-bis del Código Civil italiano y de las normas de desarrollo dictadas por la CONSOB. En 2020, no se han llevado a cabo transacciones para las que haya sido necesario hacer las divulgaciones requeridas en las normas sobre transacciones con partes relacionadas adoptadas con la Resolución de la CONSOB n.º 17221 de 12 de marzo de 2010, modificada.

51. Subvenciones públicas - Divulgación de conformidad con el artículo 1, inciso 125 a 129 de la Ley 124/2017

De conformidad con el artículo 1, incisos 125 a 129, de la Ley 124/2017 y sus modificatorias, a continuación se ofrece información sobre las subvenciones recibidas de organismos y entidades públicas italianas, así como sobre las donaciones de Enel SpA y de las subsidiarias consolidadas íntegramente a empresas, particulares y entidades públicas y privadas. La información divulgada comprende: (i) las subvenciones recibidas de entidades públicas italianas/entidades estatales; y (ii) las donaciones realizadas por Enel SpA y las subsidiarias del Grupo a entidades públicas o privadas domiciliadas o establecidas en Italia.

La siguiente información divulgada incluye los pagos mayores a 10 000 euros realizados por el mismo concedente/donante durante el año 2020, incluso si se realizaron a través de múltiples transacciones financieras. Se reconocen en efectivo.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 3-quáter del Decreto Ley 135 de 14 de diciembre de 2018, ratificado mediante la Ley 12 de 11 de febrero de 2019, para las subvenciones recibidas, remítase a la información contenida en el Registro Nacional de Ayudas Estatales a que se refiere el artículo 52 de la Ley 234 de 24 de diciembre de 2012.

Subvenciones recibidas en millones de euros

Institución financiera/ Concedente	Beneficiario	Importe	Notas
Min. de Educación, universidades e investigación (MIUR)	Enel X Srl	0,03	Cuota de subvención recibida para el proyecto WinSic4AP, financiado en virtud de la convocatoria ECSEL-2016-1-RIA
		0,03	Total

Donaciones realizadas en millones de euros

Donante	Beneficiario	Importe	Notas
Enel SpA	Elettrici senza frontiere Onlus	0,04	Donación de energía para el desarrollo
Enel SpA	Enel Cuore Onlus	1	Subvención en 2020
Enel SpA	European University Institute	0,11	Donación para apoyo a la investigación
Enel SpA	Fondazione Accademia Nazionale "Santa Cecilia"	0,65	Donación en 2020 para proyectos culturales
Enel SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,05	Donación en 2020

Enel SpA	Fondazione MAXXI	0,6	Donación en 2020 para proyectos culturales
Enel SpA	Fondazione Teatro del Maggio Musicale	0,4	Donación en 2020 para proyectos culturales
Enel SpA	Agencia Internacional de la Energía Internacional (AIE) de la OCDE	0,15	Donación en 2019 y 2020
Enel SpA	Responsible Business Alliance Foundation	0,05	Donación en 2020

Enel SpA	Stichting Global Reporting Initiative	0,04	Donación en 2020
Enel SpA	Università Commerciale Luigi Bocconi	0,13	Donación para apoyar las becas de estudio
Enel X Srl	Enel Cuore Onlus	1	Donación en virtud del artículo 66 del Decreto 18 de 17 de marzo de 2020
Enel Produzione SpA	Municipio de Gualdo Cattaneo	0,02	Emergencia por coronavirus - Protección Civil
Enel Produzione SpA	Municipio de Porto Tolle	0,03	Donación para la compra de material escolar
Enel Produzione SpA	Amatrice Alpinist Club	0,03	Donación al Alpinist Amatrice Club para la construcción tres pequeñas cabañas de ladrillo
Enel Produzione SpA	Municipio de Brindisi	0,08	Donación para el periodo del 1 de julio al 31 de agosto de 130 comidas diarias para personas con dificultades económicas residentes en la ciudad
Enel Produzione SpA	Autorità di Sistema Portuale del Mare Adriatico Meridionale - Puerto de Brindisi (Faro Porto)	0,08	Donación para la instalación y conexión de un RACON en el puerto exterior de Brindisi
Enel Produzione SpA	Municipio de Civitavecchia	0,07	Donación de una instalación de iluminación artística
Enel Produzione SpA	Enel Foundation Onlus	0,16	Donación - 50 % del saldo de la subvención 2019 de la Fundación Enel
Enel Produzione SpA	Enel Cuore Onlus	1	Artículo 66 del Decreto 18 de 17 de marzo de 2020 COVID-19
Enel Italia SpA	Enel Cuore Onlus	1	Subvención de Enel Cuore Onlus - Emergencia COVID-19
Enel Italia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,05	Donación en 2020
Enel Italia SpA	Legambiente Onlus	0,03	3° Sal Legambiente - Alleva La Speranza
Enel Italia SpA	Progetto Itaca Roma	0,01	Donación Proyecto UPSKILLING 4 AN H
Enel Italia SpA	Progetto Itaca Roma	0,01	Donación Proyecto UPSKILLING 4 AN H
Enel Italia SpA	Ashoka Italia Onlus	0,13	Subvención para la creación de ecosistemas para la transformación y el desarrollo del territorio («Puglia fa sistema»)
Enel Italia SpA	Municipio de Matera	0,06	Donación de una instalación de iluminación artística en la cisterna del Palombaro Lungo
Enel Italia SpA	Municipio de Civitavecchia	0,05	Donación de una instalación de iluminación artística
Enel Italia SpA	Municipio de Piegara (PG)	0,04	Enel Italia contribuyó al diseño y la construcción de una planta fotovoltaica de 32 kW en el techo del Museo de Paleontología «Luigi Boldrini»
Enel Italia SpA	Municipio de Tolfa (RM)	0,01	Subvención para la mejora de las instalaciones del gimnasio para su uso como refugio de emergencia en virtud de las disposiciones del plan de protección civil de la ciudad
Enel Italia SpA	Moige - Movimento italiano genitori Onlus	0,06	Enel colaboró con Moige para contrarrestar los riesgos cibernéticos, el acoso y el ciberacoso en todas sus formas. Parte de la búsqueda de los Objetivos de Desarrollo Sostenible 4 (Educación de calidad) y 10 (Reducción de las desigualdades).
Enel Italia SpA	ASES - Agricoltori, Sostenibilità E Sviluppo (Associazione non profit)	0,02	Donación para el proyecto #lanaturanonsiferma
Enel Italia SpA	Fondazione Teatro alla Scala	0,6	Donación para 2020-2023
Enel Italia SpA	Società Cooperativa Sociale Camelot Onlus (Progetto WE)	0,03	Donación para la implementación de un proyecto de innovación social con el objetivo de contribuir a aumentar la capacidad de cooperación entre los ciudadanos y las entidades público-privadas en un territorio específico, para la realización de proyectos capaces de crear valor a largo plazo.
e-distribuzione SpA	Enel Cuore Onlus	9	Donación para apoyar las iniciativas para contrarrestar la emergencia de la COVID-19 de acuerdo con el Decreto <i>Cura Italia</i> del 16 de marzo de 2020
e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1,66	50 % del saldo de la donación de 2019

e-distribuzione SpA	Fondazione Centro Studi Enel	1,4	50 % de la donación de 2020
e-distribuzione SpA	Comando dei Vigili del Fuoco di Belluno	0,05	Donación de 66 generadores al Cuerpo de Bomberos de Belluno
e-distribuzione SpA	Azienda Sanitaria Locale BT	0,02	Donación para la conexión a la red eléctrica de los centros sanitarios que participan en la lucha contra la pandemia de la COVID-19
e-distribuzione SpA	Municipio de Crema	0,03	Donación para la conexión a la red eléctrica de los centros sanitarios que participan en la lucha contra la pandemia de la COVID-19

e-distribuzione SpA	Soggetto Attuatore Emergenza COVID-19 Calabria	0,04	Donación para la conexión a la red eléctrica de los centros sanitarios que participan en la lucha contra la pandemia de la COVID-19
e-distribuzione SpA	Azienda Ospedaliera Regionale San Carlo	0,05	Donación para la conexión a la red eléctrica de los centros sanitarios que participan en la lucha contra la pandemia de la COVID-19
e-distribuzione SpA	Azienda Ospedaliera di Perugia	0,05	Donación para la conexión a la red eléctrica de los centros sanitarios que participan en la lucha contra la pandemia de la COVID-19
e-distribuzione SpA	A.S.M. Azienda Sanitaria Locale Di Matera	0,09	Donación para la conexión a la red eléctrica de los centros sanitarios que participan en la lucha contra la pandemia de la COVID-19
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	8	Artículo 66 del Decreto 18 de 17 de marzo de 2020 COVID-19
Enel Energia SpA	Protezione Civile Regione Sicilia	0,07	Donación a Protección Civil de Sicilia
Enel Energia SpA	Federazione Nazionale Ordine Professioni Infermieristiche	0,13	Emergencia COVID-19 - donación para la compra de equipos de protección personal y material de higienización para proteger a las enfermeras.
Enel Energia SpA	Fondazione Centro Studi Enel	0,86	Saldo de la donación de 2019
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0,32	20 % de pago a cuenta de la subvención de 2019
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	1,28	80 % del saldo de la subvención de 2018
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0,13	Donación enel premia 3.0 ediciones 2016/2017/2018
Enel Energia SpA	Enel Cuore Onlus	0,04	Cuotas de la asociación 2019
Enel Energia SpA	Región Sicilia - Dipartimento Protezione Civile	0,06	Emergencia COVID-19 - donación para la compra de equipos de protección personal y material de higienización, especialmente para el personal sanitario, y para la compra de maquinaria y equipos para nuevas camas de cuidados intensivos/semiintensivos.
Enel Global Trading SpA	Enel Cuore Onlus	0,04	Subvención 2020 para apoyar y desarrollar los proyectos de la organización
Enel Global Trading SpA	Enel Cuore Onlus	1	Donación de emergencia COVID-19
		32,11	Total

52. Compromisos contractuales y garantías A

continuación se muestran los compromisos contraídos por el Grupo Enel y las garantías otorgadas a terceros.

Millones de euros			
	al 31 de diciembre de 2020	al 31 de diciembre de 2019	Cambio
Garantías ofrecidas:			
- avales y otras garantías concedidas a terceros	11 451	11 078	373
Compromisos con proveedores para:			
- compras de electricidad	67 400	97 472	(30 072)
- compras de combustible	41 855	48 016	(6161)
- suministros varios	1511	1034	477
- licitaciones	3604	3522	82
- otros	9672	3391	6281
Total	124 042	153 435	(29 393)

TOTAL	135 493	164 513	(29 020)
--------------	----------------	----------------	-----------------

En comparación con el 31 de diciembre de 2019, la disminución de los 30 072 millones de euros en compromisos de «compra de electricidad» son atribuibles fundamentalmente a las empresas de la región de América Latina, en particular de Brasil, y reflejan principalmente los efectos del tipo de cambio, así como las diferencias en el estado de avance de los contratos pendientes.

La disminución de 6161 millones de euros en los compromisos de «compras de combustible» se refiere principalmente a los suministros de gas, especialmente en España e Italia, y se vio afectada por la disminución de la demanda de gas natural y de los precios del gas, así como por los efectos del tipo de cambio.

Para mayores detalles sobre el vencimiento de los compromisos y garantías, véase la sección «Compromisos de compra de *commodities*» en la nota 45.

53. Activos y pasivos contingentes

A continuación se presentan los principales activos y pasivos contingentes al 31 de diciembre de 2020, que no se reconocen en los estados financieros consolidados al no cumplir los requisitos previstos en la NIC 37.

Central de generación térmica de Brindisi Sud - Procesos penales contra empleados de Enel

Se interpuso una acción penal ante el Tribunal de Brindisi en relación con la central térmica de Brindisi Sud, en la que se acusa a varios empleados de Enel Produzione – citados como parte responsable en un litigio civil– de causar daños penales y verter sustancias peligrosas en relación con la supuesta contaminación de terrenos adyacentes a la central con polvo de carbón como resultado de acciones realizadas entre 1999 y 2011. A finales de 2013, las acusaciones se ampliaron para abarcar 2012 y 2013. En el marco del proceso, las partes agraviadas, incluidas la provincia y la ciudad de Brindisi, han presentado demandas por daños y perjuicios por un valor total de aproximadamente 1400 millones de euros. En su fallo de 26 de octubre de 2016, el Tribunal de Brindisi:

(i) absolvió a nueve de los trece acusados (todos empleados de Enel Produzione) por no haber cometido el delito;

(ii) resolvió que no debía proceder por haber prescrito el delito para dos de los acusados; y (iii) condenó a los dos acusados restantes, sentenciándolos con todas las atenuantes previstas por la ley a nueve meses de prisión.

En cuanto al pago de los daños, la sentencia del Tribunal también (i) declaró infundadas todas las pretensiones de las partes y asociaciones públicas que actuaron en el proceso penal para el resarcimiento de los daños; y (ii) declaró fundadas la mayoría de las pretensiones de las partes privadas que solicitaron el resarcimiento de los daños, remitiendo estas últimas a los tribunales civiles para su cuantificación sin conceder una indemnización provisional. Los condenados y el demandado civil, Enel Produzione, así como uno de los dos empleados para los que se había declarado la prescripción, impugnarón la sentencia condenatoria. En una sentencia dictada el 8 de febrero de 2019, el Tribunal de Apelación de Lecce (i) confirmó la sentencia del tribunal de primera instancia en relación con las condenas penales de dos ejecutivos de Enel Produzione; (ii) declaró infundadas las pretensiones de daños y perjuicios de algunos recurrentes privados; (iii) declaró fundadas algunas pretensiones de daños y perjuicios, que habían sido denegadas en el tribunal de primera instancia, remitiendo a las partes, al igual que a los

demás –cuyas pretensiones habían sido declaradas fundadas por el tribunal de primera instancia– a los tribunales civiles para su cuantificación, sin conceder una medida cautelar; (iv) confirmó en todos los demás extremos la sentencia del Tribunal de Brindisi, salvo en lo que respecta a la ampliación de las costas procesales a la Provincia de Brindisi, a la que no se había concedido una indemnización por daños y perjuicios ni en el tribunal de primera instancia ni en la apelación.

Con una sentencia posterior, el Tribunal de Apelación de Lecce declaró fundado el recurso presentado por la Provincia de Brindisi contra la sentencia, reconociendo que se había cometido un error material y, por tanto, reconociendo el derecho genérico de la Provincia a una indemnización por daños y perjuicios. Los demandados presentaron un recurso de apelación contra la sentencia ante el Tribunal de Casación el 22 de junio de 2019. La vista inicialmente prevista para el 24 de abril de 2020 se pospuso hasta el 1 de octubre de 2020 debido a la emergencia sanitaria de la COVID-19. En esa fecha, el Tribunal de Casación declaró la nulidad de la sentencia del Tribunal de Apelación de Lecce, remitiendo la causa a otra sección del mismo tribunal para un nuevo proceso.

Asimismo, se han iniciado procesos penales ante los Tribunales de Reggio Calabria y Vibo Valentia contra varios empleados de Enel Produzione por el delito de eliminación ilegal de desechos en relación con supuestas infracciones relacionadas con la eliminación de desechos de la central de Brindisi. Enel Produzione no ha sido citada como responsable civil.

El proceso penal ante el Tribunal de Reggio Calabria finalizó con la vista del 23 de junio de 2016. El tribunal absolvió a casi todos los acusados de Enel de los principales cargos porque no se había cometido ningún delito. Solo un caso fue desestimado por prescripción. Del mismo modo, todos los cargos restantes relacionados con delitos menores fueron desestimados por prescripción. El proceso ante el Tribunal de Vibo Valentia sigue pendiente y actualmente se encuentra en la fase de toma de testimonios, ya que el tribunal dictaminó que los delitos no podían ser desestimados por prescripción. En una audiencia celebrada el 24 de febrero de 2020, el perito de la Fiscalía prestó su declaración testimonial. Tras el aplazamiento de las audiencias en todos los procesos penales y civiles como parte de las medidas para contrarrestar la COVID-19, las audiencias en este caso se reanudaron el 7 de septiembre de 2020, momento en el cual declararon varios de los testigos de los coacusados. El 22 de octubre de 2020, se celebró una audiencia adicional para escuchar las declaraciones de los testigos. Inicialmente estaba previsto que los alegatos continuaran el 19 de noviembre de 2020. Sin embargo, debido a la persistencia de la emergencia sanitaria, la audiencia se pospuso entonces hasta el 14 de enero de 2021, fecha en la que se escuchó a los abogados de los acusados. La fiscalía y las partes civiles presentaron sus alegatos el 4 de febrero de 2021,

mientras que el debate de la defensa se programó para el 18 y el 25 de marzo de 2021.

Proceso de libre competencia de Enel Energia y Servizio Elettrico Nazionale

El 11 de mayo de 2017, la Autoridad de la Competencia anunció el inicio de un proceso por presunto abuso de posición dominante contra Enel SpA (Enel), Enel Energia SpA (EE) y Servizio Elettrico Nazionale SpA (SEN), con la realización simultánea de inspecciones. El proceso fue

iniciado sobre la base de las denuncias presentadas por la Asociación Italiana de Mayoristas y Comerciantes de Energía (AIGET) y la empresa Green Network SpA (GN), así como de varias denuncias de consumidores individuales. Según los cargos presentados por la Autoridad de la Competencia, el Grupo Enel, como participante integrado en la distribución y venta de energía en el mercado regulado y en una fase crítica de la liberalización de los mercados minoristas para clientes residenciales y no residenciales de baja tensión, llevó a cabo una estrategia de exclusión, utilizando una serie de estratagemas comerciales no reproducibles capaces de obstaculizar a sus competidores no integrados en beneficio de la empresa del Grupo que opera en el mercado libre (EE). El 20 de diciembre de 2018 la Autoridad de la Competencia emitió su resolución final, posteriormente notificada a las partes el 8 de enero de 2019, mediante la cual impuso una multa a Enel SpA, SEN y EE de 93 084 790,50 de euros, por abuso de posición dominante en violación del artículo 102 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE).

La conducta controvertida consistió en la adopción de una estrategia de exclusión de competidores del mercado libre de suministro eléctrico minorista por parte de las empresas operadoras del Grupo, en particular EE, que utilizaron el consentimiento de privacidad otorgado por los consumidores para canalizar sus ofertas dentro del Grupo con el fin de contactar con los clientes de SEN que seguían siendo atendidos en el mercado regulado.

En lo que respecta a otras aseveraciones formuladas con la medida de incoar el procedimiento, relativas a la organización y realización de actividades de venta en lugares físicos (Enel Points y Enel Point Partner Shops) y a las políticas de *winback* denunciadas por GN, la Autoridad de la Competencia llegó a la conclusión de que las conclusiones preliminares no aportaban pruebas suficientes de ninguna conducta abusiva por parte de las empresas del Grupo Enel.

Las empresas implicadas interpusieron un recurso de nulidad ante el Tribunal Administrativo Regional del Lacio. La resolución de dicho tribunal, dictada el 17 de octubre de 2019, confirmó parcialmente las apelaciones presentadas por SEN y EE, en el sentido de que la conducta abusiva se había producido durante un período de 1 año y 9 meses, en lugar del período original de 5 años y 5 meses al que se refería la resolución

sancionadora de la Autoridad de la Competencia, exigiendo a dicha autoridad que volviera a calcular la sanción de acuerdo con los criterios especificados en la resolución. Al mismo tiempo, el Tribunal Administrativo Regional denegó el recurso de Enel que se refería únicamente a los motivos de la supuesta responsabilidad solidaria de la Sociedad Matriz con SEN y EE, por lo tanto sin incidencia financiera autónoma en el recálculo de la sanción. Con una medida de fecha 27 de noviembre

de 2019, la Autoridad de la Competencia fijó la sanción recalculada en 27 529 786,46 euros.

Las sentencias del Tribunal Administrativo Regional fueron impugnadas en apelación ante el Consejo de Estado por las tres empresas del Grupo Enel y se presentó una petición de medida cautelar al Consejo de Estado solicitando la suspensión de la medida de recálculo de la sanción impuesta por la Autoridad de la Competencia. En la audiencia previa al proceso, celebrada el 20 de febrero de 2020, no se discutió esta petición en consideración de la acción sobreviniente del Consejo de Estado de fijar una fecha para la audiencia de alegatos en la controversia para el 21 de mayo de 2020.

Mediante auto de 20 de julio de 2020, el Consejo de Estado (aceptando una petición subordinada del abogado que defiende a las tres empresas), tras la acumulación de los tres procesos, suspendió el fallo y ordenó someter la cuestión prejudicial al Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE) de conformidad con el artículo 267 del TFUE, formulando una serie de cuestiones dirigidas a aclarar la interpretación del concepto de «abuso de posición dominante» que debe aplicarse al presente caso. El 11 y el 18 de septiembre de 2020, el TJUE notificó a EE y SEN y a Enel, respectivamente, el inicio de un procedimiento de conformidad con el artículo 267 del TFUE. Las empresas presentaron entonces sus escritos y ahora están a la espera de que el procedimiento continúe. A la espera del inicio del procedimiento ante el TJUE, Enel, EE y SEN presentaron una petición cautelar adicional ante el Consejo de Estado solicitando la suspensión de la vigencia de del fallo impugnado del Tribunal Administrativo Regional y la medida de recálculo de la sanción. Tras la audiencia cautelar del 11 de noviembre de 2020, con tres resoluciones distintas de idéntico contenido –publicadas el 16 de noviembre–, el Consejo de Estado declaró fundada la solicitud de suspensión presentada por las empresas de Enel y, como garantía del pago de la sanción en caso de una sentencia final desfavorable para Enel, exigió la emisión de una caución de primer requerimiento a favor de la Autoridad de la Competencia por un importe igual al de la sanción suspendida con las medidas cautelares.

Posteriormente, con una resolución independiente, el Consejo de Estado

también fijó la fecha de la sesión final del procedimiento de apelación para el 11 de noviembre de 2021, considerando que el procedimiento suspendido podría reanudarse para esa fecha. En ese sentido, la Empresa continúa a la espera de la decisión final.

Litigios de BEG

Tras un proceso arbitral iniciado por BEG SpA en Italia, Enelpower SpA obtuvo un fallo a su favor en 2002,

que fue confirmada por el Tribunal de Casación en 2010, que desestimó por completo la pretensión de daños y perjuicios en relación con el supuesto incumplimiento por parte de Enelpower de un acuerdo relativo a la construcción de una central hidroeléctrica en Albania. Posteriormente, BEG, actuando a través de su subsidiaria Albania BEG Ambient Shpk (ABA), empresa albanesa, interpuso una demanda contra Enelpower y Enel SpA en relación con el asunto, obteniendo una sentencia del Tribunal de Distrito de Tirana, confirmada por el Tribunal de Casación albanés, en la que se condenaba a Enelpower y a Enel a pagar daños y perjuicios por valor de unos 25 millones de euros en 2004, así como una cantidad no especificada de daños y perjuicios en los años siguientes. Tras la sentencia, ABA exigió a Enel el pago de más de 430 millones de euros.

Con una sentencia del 16 de junio de 2015, se completó el primer nivel de adjudicación en la demanda adicional presentada por Enelpower y Enel ante el Tribunal de Roma, solicitando que el Tribunal declare la responsabilidad de BEG por haber incumplido del laudo arbitral emitido en Italia a favor de Enelpower a través de la acción legal iniciada por ABA. Con esta acción, Enelpower y Enel solicitaron al Tribunal que declarara la responsabilidad de BEG y la condenara a pagar una indemnización por daños y perjuicios por el importe que podría exigirse a ABA en caso de ejecución de la sentencia dictada por los tribunales albaneses. Mediante la sentencia, el Tribunal de Roma consideró que BEG no estaba legitimado para ser demandado o, alternativamente, que la petición no era admisible por falta de legitimidad de Enel y Enelpower para demandar, ya que la sentencia albanesa aún no había sido declarada ejecutable en ningún tribunal. El Tribunal ordenó la compensación de las costas judiciales. Enel y Enelpower recurrieron la sentencia ante el Tribunal de Apelación de Roma, solicitando que se anulara en su totalidad. La audiencia prevista para el 18 de febrero de 2021 se aplazó hasta el 11 de noviembre de 2021.

El 5 de noviembre de 2016, Enel y Enelpower presentaron un recurso ante el Tribunal de Casación de Albania, solicitando la anulación de la sentencia dictada por el Tribunal de Distrito de Tirana el 24 de marzo de 2009. El procedimiento sigue pendiente.

Procedimientos iniciados por Albania BEG Ambient Shpk (ABA) para obtener la ejecución de la sentencia del Tribunal de Distrito de Tirana del 24 de marzo de 2009

ABA había iniciado dos procedimientos solicitando el reconocimiento y la ejecución de la sentencia albanesa ante los tribunales del estado de Nueva York e Irlanda, los cuales fallaron ambos a favor de Enel y Enelpower, respectivamente, el 23 y el 26 de febrero de 2018. En

consecuencia, no existen juicios pendientes en Irlanda ni en el estado de Nueva York.

Francia

En febrero de 2012, ABA presentó una demanda contra Enel y Enelpower ante el Tribunal de Gran Instancia de París (TGI) para que la sentencia del tribunal albanés fuera ejecutable en Francia. Enel SpA y Enelpower SpA contestaron contradiciendo la demanda.

Tras el inicio del caso ante el TGI, de nuevo a iniciativa de ABA, entre 2012 y 2013 se notificaron a Enel France dos "*Saise Conservatoire de Créances*" (resoluciones de embargo cautelar de cuentas por cobrar) para conservar cualquier cuenta por cobrar de Enel con respecto a Enel France. El 29 de enero de 2018, el TGI emitió una sentencia a favor de Enel y Enelpower, denegando a ABA el reconocimiento y la ejecución de la sentencia del tribunal de Tirana en Francia por no cumplir con los requisitos exigidos por la legislación francesa para efectos de la concesión del *exequatur*. Entre otras cuestiones, el TGI dictaminó que (i) la sentencia albanesa entraba en conflicto con una decisión existente, en este caso el laudo arbitral de 2002, y que (ii) el hecho de que BEG tratara de obtener en Albania lo que no pudo obtener en el proceso arbitral italiano, volviendo a presentar la misma demanda a través de ABA, constituía fraude. ABA apeló la sentencia. La audiencia ante el Tribunal de Apelación de París se celebró el 2 de febrero de 2021 y está pendiente la sentencia.

Países Bajos

A finales de julio de 2014, ABA presentó una demanda ante el Tribunal de Ámsterdam con el fin de que la sentencia del tribunal albanés fuera ejecutable en los Países Bajos. El 29 de junio de 2016, el tribunal dictó sentencia, en la cual: (i) se dictaminó que la sentencia albanesa cumplía los requisitos para su reconocimiento y ejecución en los Países Bajos; (ii) se condenó a Enel y Enelpower a pagar

433 091 870,00 euros a ABA, además de las costas y gastos accesorios por un valor de 60 673,78 euros; y (iii) se denegó la solicitud de ABA de declarar la sentencia provisionalmente ejecutable.

El 29 de junio de 2016, Enel y Enelpower apelaron la sentencia de primera instancia del Tribunal de Ámsterdam expedida en la misma fecha. El 27 de septiembre de 2016, ABA también recurrió la sentencia del tribunal del 29 de junio de 2016 para solicitar la revocación de su pérdida parcial en el fondo. El 11 de abril de 2017, el Tribunal de Apelación de Ámsterdam declaró fundada la solicitud de Enel y Enelpower de adherirse a dos apelaciones pendientes.

En una sentencia del 17 de julio de 2018, el Tribunal de Apelación de Ámsterdam confirmó el recurso presentado por Enel y Enelpower, dictaminando que la sentencia albanesa no podía ser reconocida y ejecutable en los Países Bajos. El Tribunal de Apelación consideró que la sentencia albanesa era arbitraria y manifiestamente excesiva y, por tanto,

contraria al orden público holandés. Por estas razones, el tribunal no consideró necesario analizar los argumentos adicionales de Enel y Enelpower. El procedimiento ante el Tribunal de Apelación continuó con respecto a la cuestión subordinada planteada por ABA en el procedimiento de apelación, con la que solicita al tribunal que se pronuncie sobre el fondo del litigio en Albania y, en particular, sobre la supuesta responsabilidad extracontractual de Enel y Enelpower al no haber cumplido con construir la central en Albania. El 3 de diciembre de 2019, el Tribunal de Apelación de Ámsterdam emitió una sentencia mediante la que se declaró nula la sentencia del tribunal de primera instancia de 29 de junio de 2016, rechazando cualquier pretensión reclamada por ABA. El Tribunal llegó a esta

conclusión tras confirmar su competencia sobre la pretensión subordinada de ABA y volver a analizar el fondo del asunto con arreglo al Derecho albanés. Por lo tanto, Enel y Enelpower no están obligadas a pagar ningún importe a ABA, que de hecho fue condenada por el Tribunal de Apelación a reembolsar a las empresas recurrentes las pérdidas sufridas a causa de las medidas cautelares de embargo en la forma de conservación, que se cuantificarán en el marco de un procedimiento específico, y las costas del proceso y del recurso. El 3 de marzo de 2020, ABA presentó un recurso de apelación ante el Tribunal Supremo de los Países Bajos contra la sentencia del Tribunal de Apelación. El 3 de abril de 2020, Enel y Enelpower comparecieron ante el Tribunal Supremo. Tras el intercambio de escritos entre las partes, el 17 de julio de 2020 el Tribunal Supremo ordenó al Fiscal General que emitiera un dictamen sobre el caso. El 5 de febrero de 2021, el Fiscal General emitió un dictamen favorable a Enel y Enelpower, solicitando la denegación de la apelación presentado por ABA. El 19 de febrero de 2021, ABA contestó el dictamen del Abogado General. Está pendiente la expedición del fallo.

Luxemburgo

En Luxemburgo, de nuevo a iniciativa de ABA, también se notificó a J.P. Morgan Bank Luxembourg SA una orden de embargo preventivo de cualquier cuenta por cobrar de Enel SpA. Paralelamente, ABA presentó una demanda para obtener la ejecución de la sentencia del Tribunal de Tirana en ese país. El procedimiento continúa en curso y las partes están intercambiando escritos. No se ha dictado ninguna sentencia.

Incentivos ambientales - España

A raíz de la Decisión de la Comisión Europea de 27 de noviembre de 2017 sobre la cuestión de los incentivos ambientales para las centrales térmicas, la Dirección General de Competencia de la Comisión Europea abrió una investigación de conformidad con el artículo 108, inciso 2, del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE) con el fin de evaluar si el incentivo ambiental para las centrales de carbón previsto en la Orden ITC/3860/2007 representa una ayuda estatal compatible con el mercado interno. Según una interpretación literal de dicha Decisión, la Comisión llegó a la conclusión preliminar de que el incentivo en cuestión constituiría una ayuda estatal de conformidad con el

artículo 107, inciso 1, del TFUE, expresando sus dudas sobre la compatibilidad del incentivo con el mercado interno, mientras que reconocía que los incentivos están en consonancia con la política ambiental de la Unión Europea. Con fecha 13 de abril de 2018, Endesa Generación SA, actuando como tercero interesado, presentó observaciones impugnando esta interpretación, mientras que con fecha de 30 de julio

de 2018, se conoció que Gas Natural había apelado la decisión de la Comisión.

Bono Social - España

Mediante las sentencias de 24 y 25 de octubre de 2016 y 2 de noviembre de 2016, el Tribunal Supremo español declaró nulo el artículo 45.4 de la Ley del Sector Eléctrico n.º 24, de 26 de diciembre de 2013, por incompatibilidad con la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, declarando fundadas las apelaciones presentadas por Endesa contra la obligación de financiar el mecanismo del *Bono Social*. El Tribunal Supremo reconoció el derecho de Endesa a percibir todas las cantidades que habían sido abonadas a los usuarios, además de los intereses legales (equivalentes a alrededor de 214 millones de euros), en virtud del sistema de *Bono Social*, previsto en la ley declarada nula por el Tribunal Supremo. El Gobierno impugnó estas sentencias del Tribunal Supremo, solicitando su anulación, pero los recursos correspondientes fueron denegados. Posteriormente, el Gobierno inició dos procedimientos ante el Tribunal Constitucional solicitando la reapertura de los procesos del Tribunal Supremo para que este pueda solicitar una decisión prejudicial al Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE). El Tribunal Constitucional admitió a trámite los recursos y está pendiente de resolver la cuestión prejudicial ante el TJUE. El Gobierno no ha solicitado hasta ahora la devolución de ninguna cantidad.

El TJUE había fijado inicialmente el 8 de octubre de 2020 como la fecha de los alegatos orales de la cuestión prejudicial. Tras la adopción de las medidas de contención de la COVID-19, el TJUE canceló esta audiencia, sustituyéndola por la presentación de alegatos escritos. Todas las partes, incluida Endesa, presentaron sus respectivos argumentos escritos antes de la fecha límite del 13 de noviembre de 2020.

Conflicto de relaciones industriales "Endesa I" - España

Tras una serie de reuniones de la Comisión Negociadora del V Convenio Colectivo de Endesa (*Comisión Negociadora*) que se iniciaron en octubre de 2017 y continuaron a lo largo de 2018, ante la imposibilidad de alcanzar un acuerdo entre los interlocutores sociales, Endesa notificó a los trabajadores y a sus representantes sindicales

que, con efecto a partir del 1 de enero de 2019 el IV Convenio Colectivo debía considerarse extinguido en los términos del «contrato marco de garantía» y del «acuerdo de suspensión o resolución voluntaria de contratos de trabajo en el período 2013-2018», aplicándose a partir de esa fecha lo dispuesto en la legislación laboral general, así como los criterios legales aplicables establecidos en la materia.

A pesar de la reanudación de las negociaciones en el seno de la

Comisión Negociadora en febrero de 2019, las diferencias interpretativas entre Endesa y los representantes sindicales sobre los efectos de la resolución del IV Convenio Colectivo en lo que respecta, en particular, a los beneficios sociales concedidos al personal jubilado, motivaron el inicio de una demanda por parte de los sindicatos con representación en la empresa. El 13 de marzo de 2019 se llevó a cabo una audiencia ante el juzgado de primera instancia, que el 26 de marzo de 2019 dictó sentencia a favor de Endesa, confirmando la posición de la empresa en cuanto a la legitimidad de suprimir determinados beneficios sociales del personal jubilado como consecuencia de la resolución del IV Convenio Colectivo de Endesa. Los sindicatos recurrieron esta decisión ante el Tribunal Supremo, mientras que la sentencia inicial continúa siendo ejecutable provisionalmente. El 19 de junio de 2019, Endesa presentó su defensa. Con el fin de someter el conflicto a arbitraje, en diciembre de 2019, el sindicato mayoritario de Endesa aceptó renunciar a su recurso ante el Tribunal Supremo contra la sentencia del juzgado de primera instancia de 26 de marzo de 2019. El resto de sindicatos implicados se negaron a sumarse al proceso arbitral, optando por seguir adelante con el proceso ante el Tribunal Supremo.

El 21 de enero de 2020 se emitió el laudo arbitral, con la modificación de las partes correspondientes del V Convenio Colectivo de Endesa, que fue firmado posteriormente por los interlocutores sociales. Entró en vigor el 23 de enero de 2020. En la misma fecha, Endesa también firmó otros dos convenios colectivos (un «contrato marco de garantía» y un «acuerdo de medidas voluntarias de suspensión o resolución de contratos de trabajo») con todos los sindicatos presentes en la empresa. El 17 de junio de 2020 se publicó en el *Boletín Oficial del Estado* el V Convenio Colectivo de Endesa, que entró en plena vigencia.

En vista de lo anterior, el proceso ante el Tribunal de Supremo continúa a solicitud de los tres sindicatos minoritarios que habían iniciado inicialmente la acción junto con el sindicato mayoritario.

Paralelamente, se han interpuesto numerosas acciones individuales por parte del personal jubilado y de los antiguos empleados que habían aceptado participar en acuerdos de incentivos por resolución, con el fin de obtener la confirmación judicial de que la extinción del IV Convenio Colectivo de Endesa no les afectaba. En la actualidad, la mayoría de estos procesos han sido suspendidos o están en fase de suspensión, a la espera de la resolución de la acción colectiva pendiente ante el Tribunal Supremo, de cuyo resultado dependen estos procesos.

Conflicto de relaciones industriales «Endesa II» - España

El 30 de diciembre de 2020, la Audiencia Nacional notificó a Endesa una demanda de «conflicto colectivo» iniciada por tres sindicatos con representación minoritaria presentada el 16 de diciembre de 2020 sobre la anulación de algunas «disposiciones derogatorias» del V Convenio Colectivo de Endesa. Los demandantes alegan que las «disposiciones derogatorias» impugnadas supondrían la abolición ilegítima de beneficios sociales y derechos económicos de los trabajadores. Endesa considera que estas disposiciones son plenamente legítimas, en concordancia con lo argumentado en el procedimiento relativo a la reducción de las prestaciones sociales del personal jubilado (sentencia del juzgado de primera instancia de 26 de marzo de 2019, ahora recurrida ante el Tribunal Supremo). La audiencia de conciliación está prevista para el 23 de junio de 2021.

Litigio Furnas-Tractebel - Brasil

En 1998 la empresa brasileña CIEN (ahora Enel CIEN) firmó un acuerdo con Tractebel para el suministro de electricidad desde Argentina a través de su línea de interconexión Argentina-Brasil. Debido a los cambios regulatorios introducidos en Argentina como consecuencia de la crisis económica de 2002, CIEN no pudo poner la electricidad a disposición de Tractebel.

En octubre de 2009, Tractebel demandó a CIEN, que presentó su defensa. CIEN alegó fuerza mayor como consecuencia de la crisis argentina como principal argumento en su defensa. Tractebel ha indicado extrajudicialmente que tiene previsto adquirir el 30 % de la línea de interconexión involucrada en el litigio. El 14 de febrero de 2019, CIEN recibió la notificación de una orden de inicio de la operación pericial, que aún está pendiente. El importe del litigio se estima en alrededor de 118 millones de reales (aproximadamente 28 millones de euros), además de daños y perjuicios no especificados.

Por razones análogas, en mayo de 2010 Furnas también había presentado una demanda contra CIEN por incumplimiento del suministro de electricidad, solicitando el pago de alrededor de 520 millones de reales (aproximadamente 124 millones de euros), además de daños y perjuicios no especificados, tratando de adquirir la propiedad (en este caso el 70 %) de la línea de interconexión. El proceso se resolvió a favor de CIEN con una sentencia definitiva del Tribunal de Justicia del 18 de octubre de 2019, que desestimó todas las pretensiones de Furnas.

Litigios de Cibran - Brasil

Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) ha interpuesto seis demandas contra la empresa del Grupo Enel, Ampla Energia e Serviços SA (Ampla)⁽¹⁶⁾, para

obtener una indemnización por las supuestas pérdidas sufridas como consecuencia de la interrupción del

servicio eléctrico por parte de la empresa distribuidora brasileña entre 1987 y

(16) El nombre comercial de Ampla es Enel Distribuição Rio de Janeiro.

2002, además de los daños no patrimoniales. El Tribunal ordenó una valoración técnica unificada para esos casos, cuyas conclusiones fueron parcialmente desfavorables para Ampla. Esta última impugnó las conclusiones, y solicitó un nuevo estudio, lo que condujo a la desestimación de parte de las pretensiones de Cibrán. Posteriormente, Cibrán recurrió la decisión y la sentencia fue favorable a Ampla.

La primera demanda, presentada en 1999 y relativa a los años 1995 a 1999, fue resuelta en septiembre de 2014, cuando el tribunal de primera instancia dictó una sentencia contra Ampla, imponiendo una multa de alrededor de 200 000 reales (aproximadamente 46 000 euros), así como otros daños que se cuantificarán más adelante. Ampla apeló la sentencia y el *Tribunal de Justiça* confirmó el recurso. En respuesta, el 16 de diciembre de 2016, Cibrán presentó una apelación especial ante el *Tribunal Superior de Justiça*, que fue denegado el 19 de junio de 2020. La sentencia quedó firme el 24 de agosto de 2020.

Con respecto al segundo caso, presentado en 2006 y relativo a los años de 1987 a 1994, el 1 de junio de 2015, los tribunales emitieron una sentencia que condenaba a Ampla a pagar 80 000 reales (aproximadamente 19 000 euros) por concepto de daños no patrimoniales, así como 96 465 103 reales (aproximadamente 23 millones de euros) por concepto de daños patrimoniales, más intereses. El 8 de julio de 2015, Ampla apeló la decisión ante el *Tribunal de Justiça* de Río de Janeiro, que el 6 de noviembre de 2019 emitió una sentencia en la que declaraba fundada la petición de Ampla y desestimaba todas las pretensiones de Cibrán. El 25 de noviembre de 2019, Cibrán presentó un recurso de apelación contra la sentencia del *Tribunal de Justiça* de Río de Janeiro, que fue denegado preliminarmente el 10 de septiembre de 2020. El 29 de enero de 2021 Cibrán apeló las decisiones ante el *Tribunal Superior de Justiça*. Las decisiones en primera instancia aún están pendientes con respecto a las cuatro demandas restantes de los años 2001 y 2002. La cuantía de todos los litigios se estima en alrededor de 605 millones de reales (aproximadamente 103 millones de euros).

Litigios de Coperva - Brasil

En el marco del proyecto de ampliación de la red en las zonas rurales de Brasil, en 1982 Companhia Energética do Ceará SA (Coelce), entonces propiedad del gobierno brasileño y ahora empresa del Grupo Enel, había firmado

contratos para el uso de las redes de una serie de cooperativas creadas específicamente para llevar a cabo el proyecto de ampliación. Los contratos preveían el pago de un canon mensual por parte de Coelce, que también debía encargarse del mantenimiento de las redes.

Estos contratos, entre cooperativas creadas en circunstancias especiales y la empresa pública de entonces,

no identifican específicamente las redes que se rigen por los acuerdos, lo que ha llevado a varias cooperativas a demandar a Coelce solicitando, entre otras cosas, una revisión de las tarifas acordadas en los contratos.

Estas acciones incluyen la demanda presentada por la Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acarau Ltda (Coperva) con un valor de alrededor 310 millones de reales (aproximadamente 53 millones de euros). El tribunal de primera instancia y del tribunal de apelación se pronunciaron a favor de Coelce, pero Coperva presentó otro recurso (*Embargo de Declaração*) basado en cuestiones procesales, que también fue denegado por el tribunal de apelación en un fallo del 11 de enero de 2016. El 3 de febrero de 2016, Coperva interpuso un recurso extraordinario ante el *Tribunal Superior de Justiça* (tribunal de tercera instancia) contra la sentencia del tribunal de apelación que se pronunció sobre el fondo, que fue concedido el 5 de noviembre de 2018 para la sentencia dictada en la apelación anterior (*Embargo de Declaração*). El 3 de diciembre de 2018, Enel presentó un recurso de apelación (*Agravo Interno*) contra esta sentencia del *Tribunal Superior de Justiça*. El proceso se encuentra actualmente en trámite.

Litigios de AGM - Brasil

En 1993, Celg-D⁽¹⁷⁾, la Asociación de Municipios de Goiás (AGM), el Estado de Goiás y Banca di Goiás, firmaron un convenio para el pago de las deudas municipales a Celg-D mediante la transferencia de la parte del ICMS - *Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços* (VAT) que el Estado habría transferido a los municipios. En 2001, las partes del acuerdo fueron demandadas por los distintos municipios individuales para obtener una sentencia que declarara la invalidez del acuerdo, posición que fue confirmada por el Supremo Tribunal Federal debido a la falta de participación de los propios municipios en el proceso de convenio. En septiembre de 2004, Celg-D llegó a un acuerdo con 23 municipios. Entre 2007 y 2008, Celg-D fue demandada de nuevo en numerosas ocasiones (en la actualidad hay 90 demandas pendientes) solicitando la restitución de las cantidades pagadas en virtud del convenio. A pesar de que se declaró la nulidad del convenio mediante el fallo, Celg-D argumenta que el pago de las deudas por parte de los ayuntamientos es legítimo, ya que el suministro de electricidad se realizó de acuerdo con los contratos de suministro y, por lo tanto, las pretensiones de restitución de las cantidades pagadas deben ser denegadas.

Los procesos pendientes ante el Tribunal del Estado de Goiás incluyen (i) una demanda interpuesta por el Municipio de Aparecida de Goiânia, que está pendiente en la fase preliminar en primera instancia, por un importe de aproximadamente 624 millones de reales

(17) El nombre comercial de Celg-D es Enel Distribuição Goiás.

(aproximadamente 106 millones de euros); (ii) una demanda interpuesta por el Municipio de Quirinópolis, también pendiente en la fase preliminar del procedimiento en primera instancia, por un importe de alrededor de 334 millones de reales (aproximadamente 57 millones de euros); y (iii) una demanda interpuesta por el Municipio de Anápolis, presentada ante el tribunal de primera instancia tras un intento fallido de conciliación entre las partes, por un importe de alrededor de 320 millones de reales (aproximadamente 54 millones de euros).

El valor total de las demandas equivale a alrededor de 3500 millones de reales (aproximadamente 599 millones de euros). Es importante destacar que el pasivo contingente derivado de este litigio está cubierto por la provisión «Funac» establecida durante la privatización de Celg-D.

Litigios de ANEEL - Brasil

En 2014, Eletropaulo⁽¹⁸⁾ interpuso una acción ante los tribunales federales con el fin de anular la medida administrativa de la ANE-EL (Agencia Nacional de Electricidad), que en 2012 introdujo de forma retroactiva un coeficiente negativo que debía aplicarse en la determinación de las tarifas para el siguiente periodo regulatorio (2011-2015). Con esta disposición, la Autoridad ordenó la restitución del valor de algunos componentes de la red anteriormente incluidos en las tarifas por considerarlos inexistentes y denegó la solicitud de Eletropaulo de incluir componentes adicionales en las tarifas. El 9 de septiembre de 2014, la medida administrativa de ANEEL fue suspendida a través de una medida cautelar. El proceso de primera instancia se encuentra en su fase preliminar y el valor de la demanda asciende a 1093 millones de reales (aproximadamente 186 millones de euros).

El Quimbo - Colombia

Están pendientes de resolución varias *acciones de grupo* y *acciones populares* interpuestas por vecinos y pescadores de la zona afectada por el proyecto de El Quimbo para la construcción de una central hidroeléctrica de 400 MW en la región del Huila (Colombia). En concreto, la primera acción colectiva, actualmente en fase preliminar, fue interpuesta por alrededor de 1140 vecinos del municipio de Garzón, que alegan que la construcción de la central reduciría los ingresos de su negocio en un 30 %. Una segunda acción fue interpuesta, entre agosto de 2011 y diciembre de 2012, por residentes y empresas/asociaciones de cinco municipios del Huila que reclaman daños relacionados con la clausura de un puente (Paso El Colegio). En cuanto a las *acciones populares*, en 2008 varios residentes de la zona interpusieron una demanda para exigir, entre otras cosas, la suspensión de la licencia ambiental. En el marco de esta

acción, el 11 de septiembre de 2020, el Tribunal del Huila emitió un fallo desfavorable contra Emgesa, sentenciándola a cumplir con las obligaciones ya previstas en la licencia ambiental.

ANLA ha presentado una solicitud de aclaración de la sentencia. Otra *acción popular* fue interpuesta por varias empresas piscícolas por el supuesto impacto que tendría el llenado de la cuenca del Quimbo sobre la pesca en la cuenca de Betania, aguas abajo del Quimbo. Después de varias resoluciones cautelares, el 22 de febrero de 2016, el tribunal del Huila emitió un fallo que permitía continuar con la generación durante seis meses. El tribunal ordenó a Emgesa que elaborara un diseño técnico que garantizara el cumplimiento de los requisitos del nivel de oxígeno y que ofreciera una garantía de alrededor de 20 millones de pesos colombianos (aproximadamente 5,5 millones de euros).

Posteriormente, el tribunal del Huila amplió el plazo de seis meses, por lo que, a falta de resoluciones judiciales contrarias, la central del Quimbo sigue generando electricidad, ya que el sistema de oxigenación instalado por Emgesa ha demostrado hasta ahora que puede mantener los niveles de oxígeno exigidos por el tribunal.

El 22 de marzo de 2018, ANLA y la CAM presentaron conjuntamente el informe final del monitoreo de la calidad del agua aguas abajo de la presa de la central hidroeléctrica El Quimbo. Ambas autoridades confirmaron el cumplimiento por parte de Emgesa de los requisitos de niveles de oxígeno. El 15 de junio de 2018, Emgesa presentó sus alegatos finales. El 12 de enero de 2021 se conoció el fallo de primera instancia del Tribunal del Huila (posteriormente fue notificado a la empresa el 1 de

febrero de 2021). El fallo, si bien reconoce que el sistema de oxigenación implementado por Emgesa ha mitigado los riesgos asociados a la protección de la fauna en la cuenca de Betania, impone una serie de obligaciones a las autoridades ambientales involucradas, así como a la propia Emgesa. En concreto, esta última está obligada a poner en marcha un proyecto de descontaminación que garantice que el agua de la cuenca no genere riesgos para la flora y la fauna del río, que será objeto de verificación por parte de ANLA, y a hacer permanente el funcionamiento del sistema de oxigenación, adaptándolo para que cumpla con los parámetros establecidos por ANLA. Emgesa realizará todas las acciones necesarias para salvaguardar sus derechos.

Proceso Nivel de Tensión Uno - Colombia

Este litigio se refiere a una *acción de grupo* interpuesta por el hospital Centro Médico de la Sabana y otras partes contra Codensa, en la que se solicita la restitución de unas tarifas supuestamente excesivas. La acción se basa en el supuesto incumplimiento por parte de Codensa de aplicar una tarifa subvencionada que, según ellos, deberían haber pagado los usuarios en su calidad de usuarios de la categoría *Tensión Uno* (tensión inferior a 1 kV) y propietarios de la infraestructura, según lo establecido en la Resolución n.º 82/2002, modificada por la Resolución n.º 97/2008. La demanda se encuentra en fase preliminar. La cuantía estimada del proceso es de alrededor de 337 000 millones de pesos colombianos (aproximadamente 96 millones de euros).

(18) El nombre comercial de Eletropaulo es Enel Distribuição São Paulo.

Procesos arbitrales en Colombia

El 8 de octubre de 2018 el Grupo Energía de Bogotá (GEB) (que posee alrededor del 51,5 % de Emgesa y Codensa) anunció que había iniciado un procedimiento de arbitraje ante el Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá contra Enel Américas SA por un supuesto incumplimiento de contrato en relación con la no distribución de dividendos en los ejercicios 2016, 2017 y 2018 para las empresas Emgesa y Codensa y por el incumplimiento de determinadas disposiciones del acuerdo de accionistas. El GEB reclama una indemnización de alrededor de 514 millones de euros más intereses. La fase preliminar ha concluido y el procedimiento está actualmente suspendido.

Paralelamente, el GEB también inició, respectivamente, 17 procesos arbitrales contra Codensa y 20 contra Emgesa, que suman un total de 37 litigios pendientes (ahora acumulados en dos procesos distintos para cada empresa), en un intento de anular las decisiones de la Junta Directiva y las juntas de accionistas de las empresas demandadas por supuesta vulneración de normas imperativas, vicio de nulidad absoluta por ilegalidad en los motivos y el objeto y supuesta vulneración de acuerdos de accionistas. El 24 de febrero de 2020, el GEB presentó una revisión de la petición de arbitraje presentada contra Emgesa, incluidas, entre otras, las pretensiones relativas al incumplimiento del objeto social y al abuso en el ejercicio de los derechos de voto por parte de Enel Américas y sus administradores. Emgesa presentó un escrito de defensa impugnando las nuevas pretensiones del GEB. Las dos demandas iniciadas contra Emgesa y Codensa están actualmente suspendidas debido a las negociaciones por acuerdo de las partes. La cuantía de los litigios es indeterminada y los procesos se encuentran ambos en fase preliminar.

Conflicto de Gabčíkovo - Eslovaquia

Slovenské elektrárne (SE) está involucrada en una serie de acciones ante los tribunales nacionales en relación con la central hidroeléctrica de Gabčíkovo, de 720 MW, administrada por Vodohospodárska Výstavba Štátny Podnik (VV) y cuya explotación y mantenimiento, en el marco de la privatización de SE en 2006, se había confiado a SE por un período de 30 años en virtud de un acuerdo de explotación (el Acuerdo de Explotación de VEG).

Inmediatamente después del cierre de la privatización, la

Oficina de Contrataciones Públicas (OPC) presentó una demanda ante el Tribunal de Bratislava para que se anulara el Acuerdo de Explotación de VEG sobre la base de supuestas violaciones de la normativa que regula los concursos públicos, calificando el contrato como un contrato de servicios y como tal regido por dicha normativa. En noviembre de 2011 el tribunal de primera instancia falló a favor de SE, tras lo cual

la OPC apeló inmediatamente la decisión.

Paralelamente a la acción de la OPC, VV también presentó una serie de demandas, solicitando en particular la anulación del Acuerdo de Explotación de VEG.

El 12 de diciembre de 2014, VV se retiró unilateralmente del Acuerdo de Explotación de VEG, notificando su resolución el 9 de marzo de 2015, por incumplimiento de contrato. El 9 de marzo de 2015, el tribunal de apelación revocó la sentencia del tribunal de primera instancia y anuló el contrato en el marco de la acción incoada por la OPC. SE interpuso un recurso extraordinario contra esa resolución ante el Tribunal Supremo. En una audiencia celebrada el 29 de junio de 2016, el Tribunal Supremo denegó el recurso. SE apeló entonces la sentencia ante el Tribunal Constitucional, que denegó el recurso el 18 de enero de 2017.

Además, SE presentó una petición de arbitraje ante el Centro Internacional de Arbitraje de Viena (VIAC) en virtud del Acuerdo de Indemnización de VEG. En virtud de dicho acuerdo, que se había firmado en el marco de la privatización entre el Fondo Nacional de la Propiedad (ahora MH Manazment) de la República Eslovaca y SE, esta última tiene derecho a una indemnización en caso de resolución anticipada del Acuerdo de Explotación de VEG por razones no imputables a SE. El tribunal de arbitraje rechazó la objeción de que no era competente y se continuó examinando el fondo de la controversia en el marco del proceso arbitral, aplazando la decisión sobre la cuantía en cuestión a un proceso posterior. Tras la audiencia celebrada el 2 de febrero de 2017, el tribunal arbitral emitió su laudo denegando la solicitud de SE el 30 de junio de 2017.

Paralelamente al proceso arbitral iniciado por SE, tanto VV como MH Manazment presentaron dos demandas ante los tribunales eslovacos para anular el Acuerdo de Indemnización de VEG debido a la supuesta relación de este último con el Acuerdo de Explotación de VEG. Estos procesos se acumularon y, el 27 de septiembre de 2017, se celebró una audiencia ante el Tribunal de Bratislava en la que el juez denegó la petición de los demandantes por motivos procesales. Tanto VV como MH Manazment apelaron dicho fallo. La apelación presentada por MH Manazment fue denegada por el Tribunal de Apelación de

Bratislava el 8 de junio de 2019, confirmando la resolución del tribunal de primera instancia a favor de SE. Del mismo modo, la apelación presentada por VV fue denegada, confirmando la resolución del tribunal de primera instancia a favor de SE. VV interpuso un nuevo recurso (*dovolanie*) contra esa resolución el 9 de marzo de 2020, al que SE respondió con un escrito presentado el 8 de junio de 2020. A nivel local, SE fue demandada por VV por un supuesto enriquecimiento ilícito (estimado en alrededor de 360 millones de euros más intereses) para el período comprendido entre 2006 y 2015. SE interpuso reconveniones por todos los procesos en curso y, en particular (i) para los años 2006, 2007 y 2008, en la audiencia

de 26 de junio de 2019, el Tribunal de Bratislava denegó las pretensiones de ambas partes por motivos procesales. La sentencia de primera instancia fue apelada tanto por VV como por SE y están pendientes las apelaciones correspondientes a los años 2006-2008. En cuanto al procedimiento de apelación relativo a 2007, en noviembre de 2019, SE había planteado una cuestión prejudicial que fue rechazada por el Tribunal de Apelación el 15 de enero de 2020. El 18 de agosto de 2020, SE presentó una apelación ante el Tribunal Constitucional; (ii) en cuanto al procedimiento relativo a 2009, el Tribunal de Bratislava había programado inicialmente la primera audiencia para el 13 de octubre de 2020, que luego fue aplazada al 24 de noviembre de 2020 y nuevamente aplazada al 23 de marzo de 2021; (iii) en cuanto al procedimiento relativo a 2011, el Tribunal programó la primera audiencia para el 19 de noviembre de 2020, nuevamente aplazada a una fecha por decidir debido a la situación de la COVID-19; (iv) en cuanto al procedimiento relativo a 2012, en la audiencia del 24 de abril de 2019, el Tribunal denegó la petición de VV, que interpuso recurso de apelación el 21 de junio de 2019 y el recurso está pendiente de resolución; (v) para los procedimientos relativos a los años 2010 y 2013, se concluyó el intercambio de alegatos finales entre las partes y la audiencia en primera instancia, inicialmente programada para el 12 de mayo de 2020, se aplazó al 6 de octubre de 2020. En esta fecha, VV ha solicitado el aplazamiento de la audiencia al 6 de noviembre de 2020, y posteriormente al 23 de febrero de 2021. La audiencia se pospuso posteriormente a una fecha por determinar como resultado de la emergencia epidemiológica; (vi) para el procedimiento relativo a 2014, la audiencia en primera instancia inicialmente programada para el 6 de octubre de 2020 se pospuso primero al 6 de noviembre de 2020, y luego al 23 de febrero de 2021. Posteriormente, la audiencia se pospuso a una fecha por determinar debido a la emergencia sanitaria.

Finalmente, en otro procedimiento ante el Tribunal de Bratislava,

VV solicitó que SE devolviera el pago por la transferencia de SE a VV de los activos tecnológicos de la central de Gabčíkovo como parte de la privatización, con un valor de alrededor de 43 millones de euros más intereses. Las partes intercambiaron escritos. En la audiencia del 19 de noviembre de 2019, el tribunal emitió un fallo preliminar sobre el caso en el que señaló la falta de legitimidad de VV. En la audiencia del 1 de octubre de 2020, las partes presentaron sus escritos finales y el 18 de diciembre de 2020, el tribunal emitió un fallo a favor de SE, rechazando las pretensiones de VV. El 7 de enero de 2021, VV presentó un recurso de apelación contra el fallo, y el proceso se encuentra pendiente de resolución.

Procedimiento cautelar administrativo y arbitraje de Chucas

PH Chucas SA (Chucas) es una entidad de propósito especial creada por Enel Green Power Costa Rica SA tras ganar una licitación organizada en 2007 por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) para la construcción de una central hidroeléctrica de 50 MW y la venta de la energía generada por la central al ICE mediante un contrato de construcción, operación y transferencia (BOT).

El 27 de mayo de 2015, en virtud de las disposiciones del contrato BOT, Chucas inició un proceso de arbitraje ante la Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio (AMCHAM CICA) solicitando el reembolso de los costos adicionales incurridos para la construcción de la central y como resultado de los retrasos en la finalización del proyecto, así como la anulación de la multa impuesta por el ICE por supuestos retrasos en la finalización de las obras. En una resolución emitida en diciembre de 2017, el tribunal arbitral falló a favor de Chucas, concediendo el reconocimiento de los costos adicionales por un importe de alrededor de 113 millones de dólares (aproximadamente 91 millones de euros) y las costas judiciales, y dejando sin efecto las multas. El ICE apeló el laudo arbitral ante el Tribunal Supremo y el 5 de septiembre de 2019 se notificó a Chucas la sentencia en la que se declaraba fundado el recurso de apelación del ICE para anular el laudo arbitral por una serie de motivos procesales. El 11 de septiembre de 2019, Chucas interpuso un recurso de aclaración y adición ante el mismo tribunal, que fue declarado parcialmente fundado el 8 de junio de 2020. La decisión del Tribunal amplió la sentencia del 5 de septiembre de 2019 con información relativa a la admisión de pruebas depositadas por Chucas, sin modificar, sin embargo, la decisión relativa a la anulación del laudo arbitral. El 15 de julio de 2020, Chucas presentó una solicitud de arbitraje ante la AMCHAM CICA por un monto estimado de aproximadamente 240 millones de dólares. El 14 de agosto de 2020, el ICE presentó una respuesta a la petición de arbitraje de Chucas, solicitando la desestimación del proceso por falta de jurisdicción por parte del tribunal de arbitral. La solicitud fue denegada por AMCHAM CICA. Paralelamente, el ICE interpuso recursos cautelares ante el Tribunal Contencioso Administrativo contra Chucas y la AMCHAM CICA con el fin de suspender el proceso arbitral. Estos recursos fueron estimados preliminarmente y posteriormente revocados. Por lo tanto, el arbitraje se encuentra en su fase inicial.

GasAtacama Chile - Chile

El 4 de agosto de 2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) multó a GasAtacama Chile con 8,3 millones de dólares (aproximadamente 5800 millones de pesos chilenos) por la información proporcionada por esta al CDEC-SING (Centro de Despacho Económico de Carga) entre el 1 de enero de 2011 y el 29 de octubre de 2015, relativa a las variables de Tiempo Mínimo Técnico y Mínimo de Operación en la central de Atacama.

GasAtacama Chile apeló a esta medida ante la SEC, que rechazó el recurso el 2 de noviembre de 2016. GasAtacama Chile apeló esta decisión ante la Corte de Apelaciones de Santiago, que el 9 de abril de 2019 dictó una sentencia que redujo la multa a 432 000 dólares (aproximadamente 290 millones de pesos chilenos). Tanto GasAtacama Chile como la SEC han apelado esta decisión ante la Corte Suprema de Chile. El 28 de junio de 2019 se celebró una audiencia para que ambas partes presentaran alegatos y el 15 de enero de 2020 la Corte Suprema confirmó el fallo de la Corte de Apelaciones de Santiago,

sin modificar la reducción de la multa establecida por dicho tribunal. La multa actualizada se pagó el 12 de marzo de 2020.

Paralelamente, GasAtacama Chile también presentó un apelación ante el Tribunal Constitucional, alegando que las disposiciones legales en virtud de las cuales la SEC impuso la multa habían sido derogadas en el momento en que se dictó la sanción. El 17 de julio de 2018, el Tribunal Constitucional rechazó el recurso de GasAtacama Chile.

En relación con este asunto, algunos operadores del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), entre los que se encuentran Aes Gener SA, Eléctrica Angamos SA y Engie Energía Chile SA, han iniciado acciones dirigidas a obtener una indemnización por daños y perjuicios por un importe de aproximadamente 58 millones de euros (la primera) y aproximadamente 141 millones de euros (las dos últimas). Los litigios se acumularon en parte en un único proceso y la fase preliminar se encuentra actualmente suspendida en el marco del estado de emergencia nacional declarado en respuesta a la pandemia de la COVID-19.

Kino arbitraje - México

El 16 de septiembre de 2020, Kino Contractor SA de Cv, Kino Facilities Manager SA de Cv y Enel SpA fueron notificados de una solicitud de arbitraje presentada por Parque Solar Don José SA de Cv, Villanueva Solar SA de Cv y Parque Solar Villanueva Tres SA de Cv (conjuntamente, las «Compañías del Proyecto») en la que las Compañías de Proyecto alegaban la violación (i) por parte de Kino Contractor de determinadas disposiciones del Contrato EPC y (ii) por parte de Kino Facilities de determinadas disposiciones del Acuerdo de Gestión de Activos, ambos contratos relativos a proyectos solares de propiedad de las tres compañías que solicitan el arbitraje. Enel SpA –que es el garante de las obligaciones de Kino Contractor y Kino Facilities derivadas de los contratos anteriores– también ha sido llamado al proceso arbitral, pero sin que se presenten reclamaciones específicas contra ella.

Las Compañías del Proyecto, en las que Enel Green Power SpA es accionista no controlador, están controladas por Caisse de Dépôt et Placement du Québec y CKD Infraestructura México SA de Cv. El proceso se encuentra en la fase preliminar y la conformación del tribunal arbitral está en curso. La demanda está cuantificada provisionalmente en alrededor de 140 millones de

dólares, mientras que las Compañías del Proyecto cuantificaron provisionalmente su demanda en alrededor de 15,4 millones de dólares.

Litigios fiscales en Brasil

Retenciones fiscales - Ampla

En 1998, Ampla Energia e Serviços SA (Ampla) financió la adquisición de Coelce con la emisión de bonos por valor de 350 millones de dólares (*Fixed Rate Notes* - FRN [Bonos a Tasa Fija]) suscritos por su subsidiaria panameña, que había sido constituida para

recaudar fondos en el extranjero. En virtud de las normas especiales entonces vigentes, a condición de mantener el bono hasta 2008, los intereses pagados por Ampla a su subsidiaria no estaban sujetos a retención fiscal en Brasil.

Sin embargo, la crisis financiera de 1998 obligó a la empresa panameña a refinanciarse con su matriz brasileña, la cual obtuvo préstamos de bancos locales para dicho propósito. Las autoridades fiscales consideraron que esta financiación equivalía a la extinción anticipada del bono, con la consiguiente pérdida del derecho a la exención de las retenciones fiscales. En diciembre de 2005, Ampla llevó a cabo una escisión que incluía la transferencia de la deuda residual de los FRN y los derechos y obligaciones asociados a Ampla Investimentos e Serviços SA.

El 6 de noviembre de 2012, la *Câmara Superior de Recursos Fiscais* (el tribunal administrativo de mayor jerarquía) emitió una resolución contra Ampla, por lo que la empresa solicitó aclaraciones rápidamente a ese organismo. El 15 de octubre de 2013, Ampla fue notificada de la denegación de la solicitud de aclaración (*Embargo de Declaração*), confirmando así la decisión desfavorable anterior. La empresa aportó la garantía de la deuda y el 27 de junio de 2014 continuó el litigio ante los tribunales ordinarios (*Tribunal de Justiça*).

En diciembre de 2017, el tribunal nombró a un experto para que examinara la cuestión con mayor detalle en apoyo de la futura sentencia. En septiembre de 2018, el experto presentó un informe en el que solicitaba documentación adicional.

En diciembre de 2018, la empresa aportó la documentación adicional y está a la espera de que el tribunal valore los argumentos y documentos presentados.

La cuantía del litigio al 31 de diciembre de 2020 era de unos 206 millones de euros.

PIS - Eletropaulo

En julio de 2000, Eletropaulo interpuso una demanda para obtener un crédito fiscal por el PIS (*Programa Integração Social*) pagado en aplicación de las normas (Decretos Ley 2445/1988 y 2449/1988) que posteriormente fueron declaradas inconstitucionales por el *Supremo Tribunal Federal* (STF). En mayo de 2012, el *Superior Tribunal de Justiça* (STJ) emitió una sentencia

definitiva a favor de la empresa que reconocía el derecho al crédito.

En 2002, antes de la emisión de esa resolución final favorable, la empresa había compensado su crédito con otros impuestos federales. Este comportamiento fue impugnado por las autoridades fiscales federales, pero la empresa, alegando que había actuado correctamente, impugnó ante los tribunales las acotaciones emitidas por las autoridades fiscales federales. Tras perder en primera instancia procesal, la empresa apeló.

La cuantía del litigio al 31 de diciembre de 2020 era de alrededor de 103 millones de euros.

ICMS - Ampla, Coelce y Eletropaulo

Los Estados de Río de Janeiro, Ceará y São Paulo emitieron una serie de acotaciones fiscales contra Ampla Energia e Serviços SA (para los años 1996-1999 y 2007-2017), Companhia Energética do Ceará⁽¹⁹⁾ (2003, 2004, 2006-2012 y 2015) y Eletropaulo (2008-2019), impugnando la deducción del ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*) en relación con la compra de determinados activos no corrientes. Las empresas impugnaron las acotaciones, argumentando que dedujeron correctamente el impuesto y afirmando que los activos, cuya compra generó el ICMS, están destinados a su actividad de distribución de electricidad.

Las empresas continúan defendiendo sus acciones en los distintos niveles de adjudicación.

La cuantía de los litigios asciende a alrededor de 75 millones de euros al 31 de diciembre de 2020.

Retenciones fiscales- Endesa Brasil

El 4 de noviembre de 2014, las autoridades fiscales brasileñas emitieron una acotación contra Endesa Brasil SA (ahora Enel Brasil SA) alegando la falta de aplicación de la retención fiscal a los pagos de dividendos presuntamente mayores a los beneficiarios no domiciliados.

En concreto, en 2009, Endesa Brasil, como consecuencia de la aplicación por primera vez de las NIIF, había dado de baja la plusvalía, reconociendo los efectos en el patrimonio, sobre la base de la correcta aplicación de las normas contables que había adoptado. Sin embargo, las autoridades fiscales brasileñas afirmaron, durante una auditoría, que el tratamiento contable era incorrecto y que los efectos de la baja debían reconocerse en el resultado. En consecuencia, el importe correspondiente (alrededor de 202 millones de euros) se reclasificó como pago de ingresos a no domiciliados y, por tanto, se sometió a una retención del 15 %.

Cabe señalar que el tratamiento contable adoptado por la empresa fue acordado con el auditor externo y confirmado también por un dictamen jurídico específico emitido por una empresa local.

Tras las resoluciones desfavorables expedidas por los tribunales administrativos, la empresa sigue defendiendo sus acciones en los tribunales y la idoneidad del tratamiento contable.

La cuantía global del litigio al 31 de diciembre de 2020 era de aproximadamente 56 millones de euros.

PIS - Eletropaulo

En diciembre de 1995, el gobierno brasileño aumentó la tasa del impuesto federal PIS (*Programa Integração*

del 0,50 % al 0,65 % con la emisión de una medida provisional (Decreto Ejecutivo Provisional).

Posteriormente, la medida provisional fue expedida cinco veces antes de su ratificación definitiva como ley en 1998. Según la legislación brasileña, un aumento de la tasa impositiva (o el establecimiento de un nuevo impuesto) solo puede dictarse por ley y entrar en vigor 90 días después de su publicación.

Por ello, Eletropaulo interpuso una demanda argumentando que el aumento de la tasa impositiva solo habría surtido efectos 90 días después del último Decreto Provisional, alegando que los efectos de las cuatro primeras medidas provisionales debían considerarse nulos (ya que nunca fueron ratificadas como ley). Esta controversia finalizó en abril de 2008 con el reconocimiento de la validez del aumento de la tasa del PIS a partir de la primera medida provisional. En mayo de 2008, las autoridades fiscales brasileñas interpusieron una demanda contra Eletropaulo para solicitar el pago de los impuestos correspondientes al aumento de la tasa desde marzo de 1996 hasta diciembre de 1998. Eletropaulo ha impugnado la solicitud en las distintas instancias de adjudicación, argumentando que el plazo para la emisión de la notificación de la acotación había prescrito. En particular, al haber transcurrido más de cinco años desde el hecho imponible (diciembre de 1995, fecha de la primera medida provisional) sin que se haya emitido ningún instrumento formal, se han impugnado el derecho

de las autoridades fiscales a exigir el pago de impuestos adicionales y la facultad de interponer acciones judiciales para obtener el pago.

En 2017, a raíz de los fallos desfavorables emitidos en sentencias anteriores, Eletropaulo presentó un recurso de apelación en defensa de sus derechos y sus acciones ante el *Superior Tribunal de Justiça* (STJ) y el *Supremo Tribunal Federal* (STF). El proceso continúa pendiente, mientras que los importes objeto de litigio han sido cubiertos por una garantía bancaria.

En cuanto a la solicitud de la Fiscalía de la Secretaría del Tesoro Nacional de Brasil de sustituir la garantía bancaria por un depósito en el tribunal, el tribunal de segunda instancia aceptó la petición. Por lo tanto, la empresa sustituyó la garantía bancaria por un depósito en efectivo y presentó un recurso de aclaración contra el fallo correspondiente, que actualmente está a la espera de resolución.

La cuantía global del litigio al 31 de diciembre de 2020 era de aproximadamente 38 millones de euros.

ICMS - Coelce

El Estado de Ceará ha interpuesto a lo largo de los años (para los ejercicios fiscales de 2005 a 2014) diversas acotaciones fiscales contra Companhia Energética do Ceará SA, impugnando la determinación de la parte deducible del ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*) y, en particular, el método de cálculo de la deducción prorrateada con referencia a los ingresos derivados de la aplicación de una tasa especial

(19) El nombre comercial de Coelce es Enel Distribuição Ceará.

prevista por el gobierno brasileño para la venta de electricidad a hogares de bajos ingresos (*Baixa Renda*). La empresa ha apelado las acotaciones individuales alegando que el cálculo de la deducción fiscal es correcto. La empresa está defendiendo sus acciones en las distintas instancias de jurisdicción.

La cuantía global del litigio al 31 de diciembre de 2020 era de aproximadamente 39 millones de euros.

FINSOCIAL - Eletropaulo

A raíz de una sentencia firme dictada por el Tribunal Regional Federal el 11 de septiembre de 2011, se reconoció a Eletropaulo el derecho a la compensación de determinados créditos FINSOCIAL (cotizaciones sociales) relativos a las cantidades abonadas desde septiembre de 1989 hasta marzo de 1992.

A pesar de la prescripción relativa, la Administración Tributaria Federal impugnó la determinación de algunos créditos y rechazó las compensaciones correspondientes, emitiendo acotaciones fiscales que la empresa impugnó rápidamente ante los tribunales administrativos, defendiendo la legitimidad de sus cálculos y actuaciones.

Tras una sentencia desfavorable en primera instancia, la empresa presentó un recurso de apelación ante el tribunal administrativo de segunda instancia.

La cuantía global del litigio al 31 de diciembre de 2020 era de aproximadamente 36 millones de euros.

Litigios fiscales en España

Impuesto sobre la renta - Enel Iberia, Endesa y subsidiarias

En 2018, las autoridades fiscales españolas finalizaron una auditoría general que afectaba a las empresas del Grupo que participan en el mecanismo de consolidación fiscal español. Esta auditoría, que se inició en 2016, afectó al impuesto de sociedades, al impuesto sobre el valor añadido y a las retenciones fiscales (principalmente para los años 2012 a 2014).

En lo que respecta a las reclamaciones principales, las empresas implicadas han impugnado las acotaciones correspondientes en la primera instancia administrativa (*Tribunal Económico-Administrativo Central* - TEAC), defendiendo la corrección de sus acciones.

En cuanto a los litigios relativos al Impuesto sobre Sociedades, las cuestiones para las que se considera

posible un resultado desfavorable ascienden a aproximadamente 151 millones de euros al 31 de diciembre de 2020: (i) Enel Iberia defiende la idoneidad del criterio adoptado para determinar la deducibilidad de las pérdidas de capital derivadas de la venta de acciones (aproximadamente 103 millones de euros) y de determinados gastos financieros (aproximadamente 18 millones de euros);

(ii) Endesa y sus subsidiarias defienden principalmente la

idoneidad de los criterios adoptados para la deducibilidad de determinados gastos financieros (aproximadamente 24 millones de euros) y los costos de desmantelamiento de centrales nucleares (aproximadamente 6 millones de euros).

Impuestos sobre la renta - Enel Green Power España SL

El 7 de junio de 2017, las autoridades fiscales españolas emitieron una notificación de acotación a Enel Green Power España SL, en la que se impugnaba el tratamiento de la fusión por absorción de Enel Unión Fenosa Renovables SA («EUFER») en Enel Green Power España SL en 2011 como una transacción fiscalmente neutra, afirmando que la transferencia no tenía un motivo económico válido.

El 6 de julio de 2017, la empresa apeló la acotación en primera instancia administrativa (Tribunal Económico-Administrativo Central - TEAC), defendiendo la idoneidad del tratamiento fiscal aplicado a la fusión. La empresa ha proporcionado la documentación que sustenta las sinergias obtenidas como consecuencia de la fusión para demostrar la existencia de una razón económica válida para la transacción. Con fecha 10 de diciembre de 2019, el TEAC ha denegado el recurso y la empresa sigue defendiendo su actuación ante los tribunales (Audiencia Nacional).

La cuantía global del litigio al 31 de diciembre de 2020 era de aproximadamente 95 millones de euros.

Litigios fiscales en Italia

Retenciones fiscales - Enel Servizio Elettrico Nazionale

Como resultado de una auditoría fiscal iniciada en marzo de 2018 y tras una investigación posterior llevada a cabo con cuestionarios remitidos a los bancos que participan como cesionarios en determinadas transferencias de cuentas por cobrar de Servizio Elettrico Nazionale SpA (SEN) con respecto a clientes del mercado de masas en virtud de un acuerdo marco, el 19 de diciembre de 2018, la Dirección Regional de la Agencia Tributaria de la Oficina de Grandes Contribuyentes del Lacio, notificó a la empresa una evaluación con respecto a la presunta violación de las obligaciones de retención de impuestos relacionadas con los importes pagados a los bancos como parte de las

mencionadas transferencias en 2013.

En concreto, la controversia surge de una acotación de la Oficina que (i) recalificó, solo para efectos fiscales, la cesión de créditos como una transacción de financiación; (ii) ejecutó una supuesta obligación de retención a favor de la empresa en proporción al costo de la transacción (como la diferencia entre el valor nominal de los cuentas por cobrar cedidas y el precio de transferencia), reconstruyendo las transacciones posteriores con las cuentas por cobrar cedidas (nuevas ventas y/o titulizaciones con no domiciliados realizadas por

los bancos), en la que la empresa no jugaba ningún papel. En las primeras fases del procedimiento, que surgió a raíz del recurso de SEN contra la acotación, no se declararon fundadas las objeciones de la empresa relativas a la ilegitimidad de la recalificación fiscal de la transacción por parte de la Oficina y, en consecuencia, de los flujos de pago, a pesar de las importantes infracciones de procedimiento en la actividad de acotación.

Considerando la empresa que tenía fundamentos legales válidos para continuar con el litigio, presentó un recurso ante el Tribunal de Casación, afirmando la ilegitimidad de la reclamación fiscal por violación y falsa aplicación de las normas que, en opinión del tribunal de primera instancia, permiten la clasificación de los ingresos generados por la cesión de créditos como «ingresos patrimoniales», lo que, en consecuencia, exigiría a SEN la aplicación de retenciones fiscales. La cuantía global del litigio al 31 de diciembre de 2020 asciende a aproximadamente 81 millones de euros.

54. Futuras normas contables

A continuación se ofrece una lista de normas, modificaciones e interpretaciones contables que entrarán en vigor para el Grupo después del 31 de diciembre de 2020.

«NIIF 17 - *Contratos de seguro*», emitida en mayo de 2017.

La norma entrará en vigor, sujeta a aprobación, para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2021, permitiéndose su aplicación anticipada.

La NIIF 16, «*Modificación de la NIIF 16: concesiones de alquiler relacionadas con COVID 19*», se emitió el 28 de mayo de 2020 con el fin de permitir a los arrendatarios no contabilizar las concesiones de alquiler (exoneraciones en el pago de alquiler, aplazamiento de pagos de alquiler, reducciones de alquiler durante un periodo, posiblemente seguidas de aumentos de alquiler en periodos futuros) como modificaciones de alquiler si son una consecuencia directa de la pandemia de la COVID-19 y cumplen determinadas condiciones. De acuerdo con la NIIF 16, una modificación del arrendamiento es un cambio en el alcance de un arrendamiento, o en la contraprestación de un arrendamiento, que no formaba parte de sus condiciones originales. Por lo tanto, las concesiones de alquiler representarían modificaciones del arrendamiento, a menos que estuvieran previstas en el contrato de arrendamiento original. La modificación se aplica únicamente a los arrendatarios, mientras que los arrendadores deben aplicar las disposiciones actuales de la NIIF 16. La modificación, que se aplica de forma retrospectiva a los ejercicios anuales de presentación que comiencen a partir del 1 de junio de 2020, no ha sido aplicada anticipadamente por el Grupo.

' «*Modificaciones de la NIIF 10 y la NIC 28 - Venta o aportación de activos entre un inversor y sus empresas asociadas o empresas conjuntas*», publicada en septiembre de 2014. Las modificaciones aclaran el tratamiento contable de las ventas o aportaciones de activos entre un inversor y sus empresas asociadas o empresas conjuntas. Confirman que el tratamiento contable depende de si los activos vendidos o aportados a una empresa asociada o empresa conjunta constituyen un «negocio» (tal como se define en la NIIF 3). El IASB ha aplazado la fecha de entrada en vigor de

estas modificaciones de forma indefinida, pero si las modificaciones se aplican de forma anticipada, deben aplicarse de forma prospectiva.

«*Modificaciones de la NIC 1 - Clasificación de los pasivos como corrientes o no corrientes*», emitida en enero de 2020. Las modificaciones se refieren a las disposiciones de la NIC 1 relativas a la presentación de los pasivos. Más concretamente, las modificaciones aclaran:

- los criterios a adoptar para clasificar un pasivo como corriente o no corriente, especificando el significado del derecho de una entidad a aplazar la liquidación y que ese derecho debe existir al final del periodo de presentación;
- la clasificación no se ve afectada por las intenciones o expectativas de la gerencia sobre cuándo la entidad ejercerá su derecho a aplazar la liquidación de un pasivo;
- que el derecho de aplazamiento existe si y solo si la entidad cumple las condiciones del préstamo al final del período de presentación, incluso si el acreedor no verifica el cumplimiento hasta más tarde; y
- que la liquidación se refiere a la transferencia a la contraparte de efectivo, instrumentos de capital, otros activos o servicios. Las modificaciones entrarán en vigor, sujetas a aprobación, para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero,

2023, permitiéndose su aplicación anticipada.

' «*Modificaciones de la NIIF 3 - Referencia al marco conceptual*» emitida en mayo de 2020. Las modificaciones tienen por objeto sustituir una referencia a las definiciones de activos y pasivos proporcionadas por el Marco Conceptual Revisado para la Información Financiera emitido en marzo de 2018 (Marco Conceptual) sin modificar significativamente sus disposiciones.

Las modificaciones también incorporan a la NIIF 3 el requisito de que, en el caso de transacciones y otros acontecimientos que entren en el ámbito de aplicación de la «NIC 37 - Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes» o de la «CINIIF 21 - Gravámenes», la entidad adquirente aplique la NIC 37 o la CINIIF 21 (en lugar del Marco Conceptual) para identificar los pasivos que ha asumido en una combinación de negocios. Por último, las modificaciones aclaran las directrices existentes en la NIIF 3 para los activos contingentes adquiridos en una combinación de negocios, especificando que, si no es seguro que un activo exista en la fecha de adquisición, el activo contingente no se reconocerá. Las modificaciones entrarán en vigor, sujetas a aprobación, para los ejercicios anuales que

comiencen a partir del 1 de enero de 2022.

' «*Modificaciones a la NIC 16 - Propiedades, planta y equipo: Ingresos antes del uso previsto*», emitida en mayo de 2020. Las modificaciones prohíben a una empresa deducir del costo de propiedades, planta y equipo los importes recibidos por la venta de artículos producidos mientras la empresa está preparando el activo para su uso previsto. En su lugar, la empresa reconocerá esos ingresos por ventas y el costo correspondiente en el resultado. Las modificaciones entrarán en vigor, sujetas a

a aprobación, para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2022, permitiéndose su aplicación anticipada.

«*Modificaciones a la NIC 37 - Contratos onerosos - Costos de ejecución de un contrato*», emitida en mayo de 2020. Las modificaciones especifican los costos que una entidad incluye al determinar el costo de ejecución de un contrato con el fin de evaluar si el contrato es oneroso. Para tales efectos, el costo de ejecución de un contrato comprende los costos directamente relacionados con el mismo. Estos consisten en los costos incrementales del cumplimiento de ese contrato o en una asignación de otros costos que se relacionan directamente con el cumplimiento de los contratos. Las modificaciones entrarán en vigor, sujetas a su aprobación, para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2022, permitiéndose su aplicación anticipada.

«*Mejoras anuales de las normas NIIF 2018-2020*», publicado en mayo de 2020. El documento comprende principalmente modificaciones de las siguientes normas:

«*NIIF 1 - Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera*»; la modificación simplifica la aplicación de la NIIF 1 por parte de una participada (subsidiaria, empresa asociada o empresa conjunta) que adopta por primera vez las Normas NIIF después de que su matriz ya las haya adoptado. Más concretamente, si la participada adopta las NIIF después que su matriz y aplica la NIIF 1.D16 (a), la participada puede optar por valorar las diferencias de conversión acumuladas para todos los negocios en el extranjero por los importes que se incluirían en los estados financieros consolidados de la matriz, basándose en la fecha de transición de la matriz a las NIIF;

- «*NIIF 9 - Instrumentos financieros*»; con respecto a las comisiones incluidas en la prueba del «10 por ciento» para la baja de los pasivos financieros, la modificación aclara las comisiones que una entidad incluye al evaluar si las condiciones de un pasivo financiero nuevo o modificado son sustancialmente diferentes de las condiciones del pasivo financiero original. En particular, solo se incluyen las comisiones pagadas o recibidas entre el prestatario y el prestamista, incluidas las comisiones pagadas o recibidas por el prestatario o

el prestamista en nombre del otro;

- «*NIIF 16 — Arrendamientos*»; el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad modificó el Ejemplo Ilustrativo 13 que acompaña a la «NIIF 16 - Arrendamientos». En concreto, la modificación elimina la posibilidad de confusión en la aplicación de la NIIF 16 creada por la forma en que el Ejemplo Ilustrativo 13 había ilustrado los requisitos para los incentivos de arrendamiento. El ejemplo había incluido un reembolso relativo a las mejoras en el arrendamiento sin explicar si el reembolso se calificaba como incentivo de arrendamiento. La modificación elimina la ilustración de un reembolso

relativo a las mejoras del arrendamiento del ejemplo;

- «NIC 41 — Agricultura»; la modificación elimina el requisito de que las entidades excluyan los flujos de efectivo para fines impositivos al medir el valor razonable. En consecuencia, las entidades utilizarán los flujos de efectivo antes de impuestos y un tipo antes de impuestos para contabilizar esos flujos de efectivo.

Las modificaciones se aplicarán de forma prospectiva, con sujeción a su aprobación, a los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2022. Se permite la aplicación anticipada.

¹ «Modificaciones de la NIIF 9, NIC 39, NIIF 7 y NIIF 16 - Reforma de los índices de referencia de los tipos de interés - Fase 2», emitida en agosto de 2020. Las modificaciones complementan las emitidas en 2019 (Reforma de los índices de referencia de los tipos de interés - Fase 1) y abordan cuestiones que podrían afectar a la información financiera después de que un índice de referencia haya sido reformado o sustituido por un índice de referencia alternativo. Los objetivos de las modificaciones de la Fase 2 son ayudar a las empresas (i) en la aplicación de las NIIF cuando se produzcan cambios en los flujos de efectivo contractuales o en las relaciones de cobertura debido a la reforma de los índices de referencia para determinar los tipos de interés; y (ii) en el suministro de información a los usuarios de los estados financieros.

Además, cuando dejen de aplicarse las exenciones de la Fase 1, las empresas deberán modificar la documentación de la relación de cobertura para reflejar los cambios exigidos por la reforma del IBOR antes de que finalice el año en que se realicen los cambios (dichos cambios no constituyen la interrupción de la relación de cobertura). Cuando se modifique la descripción de un elemento cubierto en la documentación de la relación de cobertura, se considerará que los importes acumulados en la reserva de cobertura se basan en el tipo de referencia alternativo a partir del cual se determinarán los futuros flujos de efectivo cubiertos.

Las modificaciones exigirán que se proporcione información adicional sobre la exposición de la entidad a los riesgos derivados de la reforma del índice de referencia de los tipos de interés y las actividades de gestión del riesgo relacionadas.

Las modificaciones entrarán en vigor para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2021. Se permite su aplicación anticipada.

«Modificaciones a la NIC 1 y a la Declaración de Prácticas de las NIIF 2 - Revelación de las políticas contables», publicada en febrero de 2021. Las modificaciones pretenden ayudar a las entidades a decidir qué políticas contables revelar en los estados financieros. Las modificaciones de la NIC 1 obligan a las empresas a revelar la información sobre sus políticas contables más importantes que las políticas contables significativas. Las modificaciones de la NIC 1 exigen a las empresas que revelen la información sobre las políticas contables significativas más que las políticas contables significativas. En las modificaciones a la Declaración de prácticas de las NIIF 2 se presenta una guía sobre cómo aplicar el concepto de materialidad a las divulgaciones sobre políticas contables.

Las modificaciones entrarán en vigor, sujetas a aprobación, para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2023. Se permite su aplicación anticipada.

«*Modificaciones de la NIC 8 - Definición de las estimaciones contables*», publicada en febrero de 2021. Las modificaciones aclaran cómo las empresas deben distinguir los cambios en las políticas contables de los cambios en las estimaciones contables. La definición de cambios en las estimaciones contables se ha sustituido por una definición de las estimaciones contables como «importes monetarios en los estados financieros que están sujetos a incertidumbre de medición». Las modificaciones entrarán en vigor, sujetas a aprobación, para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2023. Se permite su aplicación anticipada.

El Grupo está evaluando el impacto potencial de la futura aplicación de las nuevas disposiciones.

55. Acontecimientos posteriores al periodo de presentación

Enel cierra la Unidad I de la central de carbón de Bocamina tres años antes de la fecha fijada en el Plan Nacional de Descarbonización de Chile

El 4 de enero de 2021, el Grupo Enel desconectó y cesó las operaciones de la Unidad I de la central de carbón Bocamina, ubicada en el municipio chileno de Coronel. La Unidad I, de 128 MW, fue desconectada tres años antes de la fecha fijada en el Plan Nacional de Descarbonización de Chile. Con este hito, unido al cierre de la central de carbón de Tarapacá el 31 de diciembre de 2019 y al cierre previsto de la última instalación de carbón de Enel en el país, la Unidad II de Bocamina, para mayo de 2022, se avanza de forma constante hacia la descarbonización del mix de generación de Enel en Chile.

Moody's eleva la calificación a largo plazo de Enel a «Baa1»

El 15 de enero de 2021, Moody's Investors Service (Moody's) anunció que había mejorado la calificación a largo plazo de Enel SpA a «Baa1» desde el nivel anterior de «Baa2». Entre los motivos de la mejora de la calificación, Moody's citó:

La baja volatilidad de los beneficios se debe a la diversificación geográfica y a gran escala;

Los ingresos estables procedentes de las redes reguladas y la generación contratada, que representan el 80 % del EBITDA del Grupo;

• sólido perfil financiero, con fondos procedentes de las operaciones/deuda neta superiores al 20 %.

El Directorio de Enel aprueba la emisión de bonos híbridos hasta un máximo de 3000 millones de euros

El 25 de febrero de 2021, el Directorio de Enel SpA autorizó la emisión, antes del 31 de diciembre de 2021, de uno o varios bonos híbridos subordinados no convertibles, incluidos

bonos perpetuos, por un máximo de 3000 millones de euros. Los bonos se colocarán exclusivamente entre inversores institucionales europeos y no europeos, incluso mediante colocaciones privadas.

Enel emite nuevos bonos híbridos por un importe total de capital de 2250 millones de euros

En ejecución de la resolución del 25 de febrero de 2021, el 4 de marzo de 2021 Enel anunció la emisión de un nuevo bono híbrido perpetuo de 2250 millones de euros. La nueva emisión refuerza y optimiza la estructura de capital del Grupo con un componente adicional de bonos híbridos, contribuyendo así a apoyar el crecimiento del Grupo establecido en el Plan Estratégico 2021-2023, que prevé inversiones directas de unos 40 000 millones de euros durante el período.

Enel firma la mayor línea de crédito renovable vinculada a la sostenibilidad

El 5 de marzo de 2021, Enel y su subsidiaria holandesa Enel Finance International NV (EFI) firmaron la mayor línea de crédito renovable vinculada a la sostenibilidad por un importe de 10 000 millones de euros, con un plazo de cinco años. El instrumento, que se utilizará para satisfacer las necesidades financieras del Grupo, está vinculado a un indicador clave de rendimiento consistente en las emisiones directas de gases de efecto invernadero (es decir, las emisiones de CO₂ equivalentes al Alcance 1 del Grupo procedentes de la producción de electricidad y calor), lo que contribuye a la consecución del Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) 13 de las Naciones Unidas «Acción por el Clima» y está en consonancia con el «Marco de Financiación Vinculada a la Sostenibilidad» del Grupo, para el que Vigeo Eiris ha emitido un dictamen de segunda parte.

La línea de crédito sustituye a la anterior línea de crédito renovable de 10 000 millones de euros firmada por Enel y EFI en diciembre de 2017 y tiene un costo total inferior al de la línea anterior.

Oferta pública de adquisición parcial voluntaria de las acciones y American Depositary Shares de Enel Américas SA

En el marco del proceso de reorganización societaria destinado a integrar el negocio de energías renovables no convencionales del Grupo Enel en Centro y Sudamérica (excluyendo Chile) en la subsidiaria chilena cotizada Enel Américas SA, el 15 de marzo, 2021, Enel SpA, tal y como se había anunciado a los inversores, lanzó una oferta pública de adquisición voluntaria y parcial de acciones ordinarias y American Depositary Shares (ADS) de

Enel Américas hasta un importe máximo global de 7 608 631 104 acciones (incluyendo las acciones representadas por ADS), equivalente al 10 % del capital social en circulación de la compañía a esa fecha.

La oferta se organizó como una oferta pública voluntaria en los Estados Unidos y una oferta pública voluntaria en Chile. El período de la oferta se extendió del 15 de marzo al 13 de abril de 2021.

La Oferta estaba condicionada a la efectividad de la fusión de EGP Américas SpA en Enel Américas SA, que se producirá el 1 de abril de 2021.

El desembolso máximo total de aproximadamente 1065,2 mil millones de pesos chilenos (equivalente a unos 1200 millones de euros, calculados al tipo de cambio vigente el 12 de marzo de 2021 de 853,44 pesos chilenos por euro) se financió mediante flujos de caja generados internamente y la capacidad de endeudamiento existente.

Tras la finalización de la oferta pública de adquisición parcial voluntaria y la finalización de la fusión de EGP Américas, Enel posee aproximadamente el 82,3 % del capital social de Enel Américas actualmente en circulación.

Declaración del Director Ejecutivo y el responsable de la información financiera del Grupo Enel al 31 de diciembre de 2020, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 154- bis, apartado 5, del Decreto Legislativo 58 de 24 de febrero de 1998 y el artículo 81-ter del Reglamento CONSOB n.º 11971 de 14 de mayo de 1999

1. Los abajo firmantes, Francesco Starace y Alberto De Paoli, en su calidad de Consejero Delegado y responsable de la información financiera de Enel SpA, certifican, teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 154-bis, párrafos 3 y 4, del Decreto Legislativo 58 de 24 de febrero de 1998:
 - a. la idoneidad con respecto a las características del Grupo Enel y
 - b. la adopción efectiva de los procedimientos administrativos y contables para la elaboración de los estados financieros consolidados del Grupo Enel en el período comprendido entre el 1 de enero de 2020 y el 31 de diciembre de 2020.

2. A este respecto, informamos de que:
 - a. la adecuación de los procedimientos administrativos y contables utilizados en la elaboración de los estados financieros consolidados del Grupo Enel ha sido verificada en una evaluación del sistema de control interno de la información financiera. La evaluación se ha realizado sobre la base de las directrices establecidas en el «Internal Controls - Integrated Framework» emitido por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO);
 - b. la evaluación del sistema de control interno de la información financiera no identificó ningún problema importante.

3. Además, certificamos que los estados financieros consolidados del Grupo Enel al 31 de diciembre de 2020:
 - a. se han elaborado de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera aprobadas por la Unión Europea en virtud del Reglamento (CE) n.º 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de julio de 2002;
 - b. corresponden a la información de los libros y otros registros contables;
 - c. ofrecer una representación fiel de la situación financiera, de los resultados financieros y de los flujos de efectivo del emisor y de las sociedades incluidas en el perímetro de consolidación.

4. Por último, certificamos que el Informe de Operaciones, acompañado de los estados financieros consolidados del Grupo Enel al 31 de diciembre de 2020, contiene un análisis fiable de las operaciones y del rendimiento, así como de la situación del emisor y de las empresas incluidas en el perímetro de consolidación, junto con una descripción de los principales riesgos e incertidumbres a los que están expuestos.

Roma, 18 de marzo de 2021

Francesco Starace
Director Ejecutivo de Enel SpA

Alberto De Paoli
Responsable de la información financiera de Enel
SpA

INFORMES

Informe de la Junta de Auditores a la Junta de Accionistas de Enel SpA

INFORME DEL CONSEJO DE AUDITORES A LA JUNTA DE ACCIONISTAS DE ENEL SpA
CONVOCADA PARA LA APROBACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS DEL AÑO 2020
(de conformidad con el artículo 153 del Decreto Legislativo 58/1998)

Estimados accionistas:

Durante el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2020 hemos realizado las actividades de supervisión previstas por la ley en Enel SpA (en adelante también «Enel» o la «Sociedad»). En particular, en virtud de lo dispuesto en el artículo 149, apartado 1, del Decreto Legislativo 58 de 24 de febrero de 1998 (en adelante, el «Texto Consolidado de la Ley de Intermediación Financiera») y del artículo 19, apartado 1, del Decreto Legislativo 39 de 27 de enero de 2010, modificado por el Decreto Legislativo 135 de 17 de julio de 2016 (en adelante, «Decreto 39/2010»), hemos supervisado:

- el cumplimiento de la ley y de los estatutos sociales, así como el cumplimiento de los principios de buena administración en el desempeño de la actividad de la empresa;
- el proceso de información financiera de la empresa y la adecuación del sistema administrativo y contable, así como la fiabilidad de este último a la hora de representar los acontecimientos operativos;
- la auditoría legal de las cuentas anuales estatutarias y consolidadas y la independencia de la empresa auditora;
- la adecuación y eficacia del sistema de control interno y de gestión de riesgos;
- la adecuación de la estructura organizativa de la empresa, en el ámbito de nuestras responsabilidades;
- la aplicación de las normas de gobierno corporativo previstas en la edición de 2018 del Código de Gobierno Corporativo para Empresas Cotizadas (en adelante, el «Código de Gobierno Corporativo»), que la Sociedad había adoptado hasta marzo de 2021;⁽¹⁾
- la idoneidad de las instrucciones dadas por la empresa a sus subsidiarias para que Enel pueda cumplir con los requisitos legales de divulgación.

Al realizar nuestras comprobaciones y evaluaciones de las cuestiones anteriores, no hemos encontrado ninguna cuestión particular sobre la que informar.

En cumplimiento de las instrucciones emitidas por la CONSOB con (i) la Comunicación n.º DEM/1025564 de 6 de abril de 2001, en su versión modificada, y (ii) en el aviso de advertencia n.º 1/2021 de 16 de febrero de 2021, informamos lo siguiente:

(1) En marzo de 2021, el Directorio completó la adopción de medidas para garantizar que Enel había aplicado las modificaciones del Código de Gobierno Corporativo italiano publicadas en enero de 2020.

- hemos supervisado el cumplimiento de la ley y los estatutos y no tenemos ningún problema que comunicar;
- trimestralmente, recibimos información adecuada del Director Ejecutivo, así como a través de nuestra participación en las reuniones del Directorio de Enel, sobre las actividades realizadas, la evolución general de las operaciones y las perspectivas, y sobre las transacciones con impacto más significativo en el rendimiento o la posición financiera realizadas por la Compañía y sus subsidiarias. Informamos que las acciones aprobadas y ejecutadas fueron conformes a la ley y a los estatutos y no fueron manifiestamente imprudentes, arriesgadas, en potencial conflicto de intereses o en contraste con los acuerdos de la Junta de Accionistas o de otro modo perjudiciales para la integridad del patrimonio de la Sociedad. Para un análisis de las características de las operaciones más significativas, véase el Informe de Operaciones que acompaña a los estados financieros separados de la Sociedad y a los estados financieros consolidados del Grupo Enel para 2020 (en la sección «Hechos significativos en 2020»);
- no hemos encontrado ninguna transacción atípica o inusual realizada con terceros, empresas del Grupo u otras partes relacionadas;
- en el apartado «Partes relacionadas» de la memoria de los estados financieros separados del ejercicio 2020 de la Sociedad, los administradores describen las principales operaciones con partes vinculadas —identificadas estas últimas en base a las normas internacionales de contabilidad y a las instrucciones de la CONSOB— realizadas por la Sociedad, a las que los lectores pueden remitirse para conocer los detalles de las operaciones y su impacto financiero. También se detallan los procedimientos adoptados para garantizar que las operaciones con partes vinculadas se realicen de acuerdo con los principios de transparencia y equidad procesal y sustantiva. Las operaciones se han llevado a cabo de acuerdo con los procesos de aprobación y ejecución establecidos en el procedimiento correspondiente -adoptado de conformidad con lo dispuesto en el artículo 2391- *bis* del Código Civil italiano y las normas de desarrollo emitidas por la CONSOB - descritas en el Informe sobre Gobierno Corporativo y Estructura de la Propiedad para 2020. Todas las operaciones con partes vinculadas que figuran en las notas a los estados financieros separados para 2020 de la Sociedad se ejecutaron como parte de las operaciones ordinarias en interés de la Sociedad y se liquidaron en términos y condiciones de mercado;
- la Sociedad declara que ha elaborado sus estados financieros separados para el año 2020 sobre la base de las normas internacionales de contabilidad (NIC/NIIF) —y las interpretaciones emitidas por el CINIIF y el SIC— aprobadas por la Unión Europea en virtud del Reglamento (CE) n.º 1606/2002 y en vigor al cierre de 2020, así como las disposiciones del Decreto Legislativo 38 de 28 de febrero de 2005 y sus correspondientes medidas de aplicación, al igual que el año anterior. empresa

Los estados financieros separados de 2020 de la Sociedad se han elaborado sobre la base de la continuidad de la actividad utilizando el método del costo, con la excepción de las partidas que se valoran a valor razonable con arreglo a las NIIF-UE, tal como se indica en las políticas contables de las distintas partidas de los estados financieros. En las notas de los estados financieros separados se ofrece información detallada sobre las normas contables y los criterios de medición adoptados, acompañada de una indicación de las normas aplicadas por primera vez en 2020, que, como se indica en las notas, no tuvieron un impacto significativo en el ejercicio examinado, y de las normas que se aplicarán en el futuro. Los estados financieros separados para 2020 de la Sociedad se sometieron a la auditoría legal por parte de la empresa de auditoría, KPMG SpA, que emitió una opinión sin reservas, incluso en lo que respecta a la coherencia del Informe sobre las operaciones y determinada información del Informe sobre el gobierno corporativo y la estructura de la propiedad de la Sociedad con los estados financieros, así como al cumplimiento de las disposiciones legales, de conformidad con el artículo 14 del Decreto Legislativo 39/2010 y el artículo 10 del Reglamento (UE) n.º 537/2014. El informe de KPMG SpA también incluye:

- un análisis de los aspectos clave del informe de auditoría sobre los estados financieros separados; y
- la declaración proporcionada de conformidad con el artículo 14, apartado 2, letra e), del Decreto Legislativo 39/2010, en la que se indica que la empresa de auditoría no ha detectado errores significativos en el contenido del informe sobre las operaciones;
- la Sociedad declara que también ha preparado los estados financieros consolidados del Grupo Enel para el año 2020 sobre la base de las normas internacionales de contabilidad (NIC/NIIF) - y las interpretaciones emitidas por el CINIIF y el SIC - aprobadas por la Unión Europea de conformidad con el Reglamento (CE) n.º 1606/2002 y en vigor al cierre de 2020, así como las disposiciones del Decreto Legislativo 38 de 28 de febrero de 2005 y sus correspondientes medidas de aplicación, al igual que el año anterior. Los estados financieros consolidados del Grupo Enel para 2020 también se preparan sobre la base de la continuidad de la actividad utilizando el método del costo, con la excepción de las partidas que se valoran al valor razonable según las NIIF-UE (como se indica en el análisis de los criterios de valoración de las partidas individuales) y los activos no corrientes (o grupos de enajenación) clasificados como mantenidos para la venta, que se valoran al valor más bajo entre el importe en libros y el valor razonable menos los costos de venta. En la memoria de las cuentas anuales consolidadas se detallan las normas contables y los criterios de valoración adoptados, junto con una indicación de las normas aplicadas por primera vez en 2020, que no han tenido un impacto significativo en el ejercicio examinado. Los estados financieros consolidados para 2020 del Grupo Enel se sometieron a la auditoría legal por parte de la firma de

auditoría KPMG SpA, que emitió una opinión sin reservas, incluso en lo que respecta a la coherencia del Informe de Operaciones y a determinada información del Informe de

Gobierno Corporativo y Estructura de Propiedad con los estados financieros consolidados, así como el cumplimiento de las disposiciones legales, de acuerdo con el artículo 14 del Decreto 39/2010 y el artículo 10 del Reglamento (UE) n.º 537/2014. El informe de KPMG SpA también incluye:

- un análisis de los aspectos clave del informe de auditoría sobre los estados financieros consolidados; y
- la declaración proporcionada de conformidad con el artículo 14, apartado 2, letra e) del Decreto 39/2010 y el artículo 4 del Reglamento CONSOB n.º 20267 (por el que se aplica el Decreto Legislativo 254 de 30 de diciembre de 2016) relativa, respectivamente, a la declaración de que la empresa de auditoría no identificó ningún error significativo en el contenido del Informe de Operaciones y de que verificó que el Directorio había aprobado el estado no financiero consolidado.

De acuerdo con los términos de su encargo, KPMG SpA también emitió opiniones sin reservas sobre los estados financieros de 2020 de las empresas italianas más significativas del Grupo Enel. Además, durante las reuniones periódicas con los representantes de la empresa auditora, KPMG SpA, estos últimos no plantearon ninguna cuestión relativa a los paquetes de información de las principales empresas extranjeras del Grupo Enel, seleccionadas por los auditores sobre la base del plan de trabajo establecido para la auditoría de los estados financieros consolidados del Grupo Enel que tuviera un impacto suficientemente importante para ser informado en la opinión sobre dichos estados financieros;

- teniendo debidamente en cuenta las recomendaciones de la Autoridad Europea de Valores y Mercados emitidas el 21 de enero de 2013, y confirmadas más recientemente con la Declaración Pública de 28 de octubre de 2020, para garantizar una transparencia adecuada en relación con los métodos utilizados por las empresas cotizadas en la comprobación del deterioro del fondo de comercio, en consonancia con las recomendaciones contenidas en el documento conjunto Banco de Italia-CONSOB-ISVAP n.º 4 de 3 de marzo de 2010, y a la luz de las indicaciones del CONSOB en su Comunicación n.º 7780 de 28 de enero de 2016, la conformidad del procedimiento de comprobación del deterioro con las disposiciones de la NIC 36 fue aprobada expresamente por el Directorio de la Sociedad, habiendo obtenido un dictamen favorable al respecto de la Comisión de Control y Riesgo en febrero de 2021, es decir, antes de la fecha de aprobación de las cuentas anuales de 2020;
- hemos examinado la propuesta del Directorio para la asignación del beneficio neto de 2020 y la distribución de las reservas disponibles y no tenemos ningún comentario al respecto;
- constatamos que el Directorio de la Sociedad certificó, tras las oportunas comprobaciones por parte de la Comisión de Control y Riesgos y de la Junta de Auditores de Cuentas en marzo de 2021, que a la fecha de aprobación de las cuentas anuales de 2020, el Grupo Enel seguía cumpliendo las condiciones

establecidas por CONSOB (recogidas en el artículo 15 de las Normas del Mercado,
aprobadas mediante

Resolución n.º 20249 de 28 de diciembre de 2017) relativa a la transparencia contable y a la adecuación de las estructuras organizativas y de los sistemas de control interno que deben cumplir las subsidiarias constituidas y reguladas bajo la legislación de países no comunitarios para que las acciones de Enel puedan seguir cotizando en los mercados regulados de Italia;

- hemos supervisado, en el ámbito de nuestras responsabilidades, la adecuación de la estructura organizativa de la Sociedad (y del Grupo Enel en su conjunto), obteniendo información de los responsables de los departamentos y en reuniones con las juntas de auditores u órganos equivalentes de varias de las principales empresas del Grupo Enel en Italia y en el extranjero, con el fin de intercambiar recíprocamente información material. A partir del segundo semestre de 2014, la estructura organizativa del Grupo Enel se basa en una matriz de líneas de negocio globales y áreas geográficas. Teniendo en cuenta los cambios implementados más recientemente en 2020 y los primeros meses de 2021, se organiza en: (i) Líneas de Negocio Globales, que se encargan de gestionar y desarrollar los activos, optimizando su rendimiento y la rentabilidad del capital empleado en las distintas áreas geográficas en las que opera el Grupo. Las Líneas de Negocio Globales son: Global Power Generation, Global Energy and Commodity Management, Global Infrastructure and Networks y Enel X; (ii) Regiones y Países, que son responsables de la gestión de las relaciones con los organismos institucionales locales, las autoridades reguladoras, los medios de comunicación y otros grupos de interés locales, así como del desarrollo de la base de clientes con respecto a la venta de electricidad y gas, en cada uno de los países en los que el Grupo está presente, a la vez que proporcionan personal y otros servicios de apoyo a las Líneas de Negocio Globales y adoptan las normas de seguridad, protección y medio ambiente adecuadas. Las Regiones y Países comprenden: Italia, Iberia, Europa, América Latina, América del Norte y África, Asia y Oceanía; (iii) Funciones de Servicios Globales, que son responsables de la gestión de las actividades de tecnología de la información y la comunicación (Soluciones Digitales Globales) y de las adquisiciones a nivel del Grupo (Adquisiciones Globales); y (iv) Funciones de la Compañía Holding, que entre otras cosas son responsables de la gestión de los procesos de gobernanza a nivel del Grupo. Incluyen: Administración, Finanzas y Control, Recursos Humanos y Organización, Comunicación, Asuntos Jurídicos y Corporativos, Auditoría, e Innovación y Sostenibilidad. La Junta de Auditores considera que el sistema organizativo descrito anteriormente es adecuado para apoyar el desarrollo estratégico de la Sociedad y del Grupo Enel y también es coherente con los requisitos de control;
- Durante las reuniones con las juntas de auditores u órganos equivalentes de varias de las principales empresas del Grupo en Italia y en el extranjero, no surgió ninguna cuestión importante que requiriera ser informada aquí;

- hemos supervisado la independencia de las firmas de auditoría, primero EY SpA y luego su sucesora durante 2020 KPMG SpA, habiendo recibido hoy de KPMG (que sucedió a EY SpA a partir de la actividad de auditoría realizada para el informe semestral consolidado de Enel para 2020) la confirmación específica por escrito de que cumplían dicho requisito (de conformidad con lo dispuesto en el artículo 6, apartado 2, letra a), del Reglamento (UE) núm. 537/2014) y el apartado 17 de la norma internacional de auditoría (NIA Italia) 260 y habiendo discutido el contenido de dicha declaración con el socio auditor. A este respecto, también hemos supervisado - según lo previsto en el artículo 19, apartado 1, letra e), del Decreto Legislativo 39/2010 - la naturaleza y la magnitud de los servicios distintos de la auditoría prestados a la Sociedad y a otras sociedades del Grupo Enel por EY SpA y, posteriormente, por KPMG SpA y las entidades pertenecientes a sus respectivas redes. Los honorarios debidos a KPMG SpA y a las entidades pertenecientes a su red se recogen en las notas de los estados financieros separados de la Sociedad. Tras nuestros exámenes, la Junta de Censores de Cuentas considera que no existen cuestiones críticas relativas a la independencia de EY SpA o de su sucesor durante el año 2020 KPMG SpA.

Hemos mantenido reuniones periódicas con los representantes de las empresas de auditoría, de conformidad con el apartado 3 del artículo 150 del Texto Consolidado de la Ley de Intermediación Financiera, y no ha surgido ninguna cuestión importante que deba mencionarse en este informe.

Teniendo en cuenta específicamente las disposiciones del artículo 11 del Reglamento (UE) núm. 537/2014, KPMG SpA ha proporcionado hoy al Consejo de Auditores de Cuentas el "informe adicional" para 2020 sobre los resultados de la auditoría legal realizada, que indica que no se han encontrado dificultades significativas durante la auditoría ni deficiencias significativas en el sistema de control interno de la información financiera o en el sistema contable de Enel que planteen cuestiones que requieran una mención en la opinión sobre los estados financieros separados y consolidados. La Junta de Auditores de Cuentas transmitirá dicho informe al Directorio sin demora, acompañado de los comentarios que pueda tener, de conformidad con el artículo 19, apartado 1, letra a), del Decreto Legislativo 39/2010.

A la fecha de este informe, la empresa auditora también informó de que no había preparado ninguna carta de gestión para 2020;

- hemos supervisado el proceso de información financiera, la adecuación del sistema administrativo y contable y su fiabilidad en la representación de los hechos operativos, así como el cumplimiento de los principios de buena administración en el desempeño de la actividad de la Sociedad y no tenemos observaciones al respecto. Hemos llevado a cabo nuestras comprobaciones recabando información del jefe del departamento de Administración, Finanzas y Control (teniendo en cuenta la función del jefe como responsable de la elaboración de los informes

financieros de la empresa), examinando la documentación de la empresa y analizando

los resultados de los exámenes realizados primero por EY SpA y luego por su sucesor durante 2020 KPMG SpA. El Consejero Delegado y el responsable de la información financiera de Enel emitieron una declaración (relativa a los estados financieros separados de la Sociedad para 2020) en la que certificaban (i) la adecuación a las características de la Sociedad y la adopción efectiva de los procedimientos administrativos y contables utilizados en la elaboración de los estados financieros; (ii) la conformidad del contenido de los informes financieros con las normas internacionales de contabilidad aprobadas por la Unión Europea de conformidad con el Reglamento (CE) nº. 1606/2002; (iii) la correspondencia de los estados financieros con la información contenida en los libros y otros registros contables y su capacidad para ofrecer una representación fiel de los resultados y la situación financiera de la Sociedad; y (iv) que el Informe de Operaciones que acompaña a los estados financieros contiene un análisis fiable de las operaciones y los resultados, así como de la situación del emisor, junto con una descripción de los principales riesgos e incertidumbres a los que está expuesto. La declaración también afirmaba que se había verificado la idoneidad de los procedimientos administrativos y contables utilizados en la preparación de los estados financieros separados de la Sociedad en una evaluación del sistema de control interno de la información financiera (con el apoyo de los resultados de las pruebas independientes realizadas por un asesor externo cualificado y -sólo para los controles generales de la tecnología de la información- por el departamento de auditoría de la Sociedad) y que la evaluación del sistema de control interno no identificaba ningún problema importante. Se preparó una declaración análoga para los estados financieros consolidados para 2020 del Grupo Enel;

- hemos supervisado la adecuación y la eficacia del sistema de control interno, principalmente a través de la participación constante del responsable del departamento de Auditoría de la Sociedad en las reuniones de la Junta de Auditores y la celebración de aproximadamente la mitad de las reuniones conjuntamente con el Comité de Control y Riesgo, así como a través de reuniones periódicas con el órgano encargado de supervisar el funcionamiento y el cumplimiento del modelo de organización y gestión adoptado por la Sociedad en virtud del Decreto Legislativo 231/2001. A la luz de nuestro examen y en ausencia de cuestiones significativas, el sistema de control interno y gestión de riesgos puede considerarse adecuado y eficaz. En febrero de 2021, el Directorio de la Sociedad expresó una valoración análoga de la situación y también señaló, en noviembre de 2020, que los principales riesgos asociados a los objetivos estratégicos establecidos en el Plan de Negocio 2021-2023 eran compatibles con la gestión de la Sociedad de forma coherente con dichos objetivos;

- en 2020 no se han recibido peticiones en la Junta de Auditores ni se han recibido reclamaciones relativas a circunstancias consideradas censurables de acuerdo con el artículo 2408 del Código Civil italiano;
- hemos supervisado la aplicación efectiva del Código de Gobierno Corporativo, que la Compañía ha adoptado, verificando la conformidad de los acuerdos de gobierno de Enel con las recomendaciones del Código. Se puede encontrar información detallada sobre el sistema de gobierno corporativo de la Compañía en el Informe sobre Gobierno Corporativo y Estructura de Propiedad para 2020.

En febrero y junio de 2020, la Junta de Auditores verificó que el Directorio, al evaluar la independencia de los consejeros no ejecutivos, aplicó correctamente los criterios de evaluación especificados en el Código de Gobierno Corporativo y el principio de prioridad del fondo sobre la forma establecido en dicho Código, adoptando un procedimiento transparente, cuyos detalles se comentan en el Informe sobre Gobierno Corporativo y Estructura de Propiedad para 2020.

En cuanto a la llamada "autoevaluación" de la independencia de sus miembros, la Junta de Auditores de Cuentas -en febrero de 2020- comprobó que todos los auditores de cuentas permanentes cumplían los requisitos pertinentes establecidos en el Texto Consolidado de la Ley de Intermediación Financiera y en el Código de Gobierno Corporativo.

En la última parte de 2020 y durante los dos primeros meses de 2021, la Junta de Censores de Cuentas, con el apoyo de una empresa asesora independiente, llevó a cabo una revisión del directorio en la que se evaluó el tamaño, la composición y el funcionamiento de la Junta de Censores de Cuentas, al igual que se hizo en 2018 y 2019, de forma similar a la revisión realizada para el Directorio desde 2004. Se trata de una buena práctica que la Junta de Auditores de Cuentas pretendía adoptar incluso en ausencia de una recomendación específica del Código de Gobierno Corporativo, un enfoque de "revisión entre pares", es decir, la evaluación no solo del funcionamiento del órgano en su conjunto, sino también del estilo y el contenido de la contribución aportada por cada uno de los auditores. Los resultados de la revisión del consejo para el año 2020 revelan el acuerdo unánime de los miembros del Consejo de Auditores de Cuentas en cuanto a la total adecuación de su tamaño, composición y funcionamiento. En comparación con el año anterior, se ha confirmado que el órgano de supervisión ha adoptado métodos de funcionamiento eficaces y eficientes que se ajustan al marco normativo de referencia. Nótese que durante la fase de evaluación que precedió a la adopción por parte del Directorio de Enel de las medidas destinadas a garantizar la aplicación de los cambios contenidos en el Código de Gobierno Corporativo italiano publicado en enero de 2020, la Junta de Auditores de Cuentas, en diciembre de 2020, invitó al Directorio a tener en cuenta una serie de recomendaciones destinadas a garantizar el funcionamiento óptimo de los comités del Consejo. En particular, el Consejo de

Los auditores de cuentas recomendaron que la tarea de asistir al Directorio en la aplicación de la revisión del consejo se confíe a un único comité del Consejo y que las normas de organización de los comités limiten en la mayor medida posible el número de responsabilidades que deben ejercerse conjuntamente. ⁽²⁾ El Directorio, al adoptar las medidas destinadas a garantizar la aplicación por parte de Enel de las modificaciones del Código de Gobierno Corporativo italiano publicadas en enero de 2020, tuvo en cuenta las orientaciones ofrecidas por la Junta de Auditores;

- Durante el año 2020, el Consejo de Vigilancia también participó en un programa de inducción, estructurado en 17 reuniones, organizado por la Compañía para proporcionar una comprensión adecuada de los sectores de negocio en los que opera el Grupo Enel, así como la dinámica de la empresa y su evolución, las tendencias del mercado y el marco normativo aplicable. Para un análisis de los temas abordados en las distintas sesiones de inducción, véase el Informe sobre Gobierno Corporativo y Estructura de Propiedad para 2020;
- hemos supervisado la aplicación de las disposiciones del Decreto Legislativo 254 de 30 de diciembre de 2016 (en adelante "Decreto 254") relativas a la divulgación de información no financiera y sobre la diversidad por parte de determinadas grandes empresas y grupos. En el ejercicio de dicha actividad, hemos supervisado la adecuación del sistema organizativo, administrativo, de información y de control establecido por la Sociedad para permitir la representación exacta en el estado no financiero consolidado para 2020 de la actividad del Grupo Enel, sus resultados y sus impactos en las áreas no financieras a las que se refiere el artículo 3, apartado 1, del Decreto 254, y no tenemos ningún comentario al respecto. A la fecha de este informe, la empresa de auditoría, KPMG SpA, aún no había emitido, de conformidad con el artículo 3, párrafo 10, del Decreto 254 y el artículo 5 del Reglamento CONSOB nº 20267 de 18 de enero de 2018, su certificación de la conformidad de la información proporcionada en el estado no financiero consolidado con los requisitos de la legislación aplicable. En cualquier caso, durante las reuniones mantenidas con KPMG SpA, la firma de auditoría no ha planteado ninguna cuestión al respecto de tal importancia que requiera ser mencionada en este informe;
- desde la cotización de sus acciones, la Sociedad ha adoptado normas específicas (modificadas por última vez en septiembre de 2018) para la gestión y el tratamiento interno de la información confidencial, en las que también se establecen los procedimientos para la divulgación de documentación e información relativa a la

Sociedad y al

(2) Esto es así porque la asignación de funciones de evaluación de forma conjunta a múltiples comités del Consejo, cuya suma de miembros representa más de la mitad de los miembros del Directorio, puede en opinión de la Junta de Censores Jurados -teniendo en cuenta que su facultad no es meramente consultiva sino asesora- incidir negativamente en la independencia evaluativa del Directorio y, por tanto, impedir el correcto funcionamiento del método colegiado.

Grupo, con especial atención a la información privilegiada. Dichas normas (que pueden consultarse en la página web de la empresa) contienen disposiciones apropiadas dirigidas a las subsidiarias para permitir a Enel cumplir con los requisitos legales de información pública, de conformidad con el artículo 114, apartado 2, del Texto Consolidado de la Ley de Intermediación Financiera;

- En 2002, la empresa también adoptó (y ha actualizado posteriormente, la última vez en febrero de 2021) un Código Ético (también disponible en el sitio web corporativo) que expresa los compromisos y las responsabilidades éticas que conlleva la realización de los negocios, regulando y armonizando la conducta corporativa de acuerdo con las normas de máxima transparencia y equidad con respecto a todas las partes interesadas;
- En relación con las disposiciones del Decreto Legislativo 231 del 8 de junio de 2001 -que introdujo en la legislación italiana un sistema de responsabilidad administrativa (de hecho, penal) para las empresas por determinados tipos de delitos cometidos por sus directores, gerentes o empleados en nombre o en beneficio de la empresa-, desde julio de 2002 Enel ha adoptado un programa de cumplimiento que consta de una "parte general" y varias "partes especiales" relativas a los diferentes delitos especificados por el Decreto Legislativo 231/2001 que el programa pretende prevenir. Para una descripción de la forma en que el modelo se ha adaptado a las características de las distintas empresas italianas del Grupo, así como una descripción de los fines del "Programa de Cumplimiento Global de Enel" para las empresas extranjeras del Grupo, véase el Informe sobre Gobierno Corporativo y Estructura de Propiedad para 2020. La estructura que supervisa el funcionamiento y el cumplimiento del programa y se encarga de su actualización es un órgano colegiado. En julio de 2020, el Directorio volvió a nombrar a los miembros de dicho órgano, que sigue estando compuesto por tres miembros externos que tienen conjuntamente conocimientos profesionales específicos en materia de organización empresarial y derecho penal de las empresas. El Directorio recibió información adecuada sobre las principales actividades realizadas en 2020 por esa estructura, incluso en las reuniones con sus miembros. Nuestro examen de dichas actividades no ha encontrado hechos o situaciones que requieran ser mencionados en este informe;
- en 2020, la Junta de Auditores emitió los siguientes dictámenes:
 - una opinión favorable (en la reunión del 28 de enero de 2020) sobre el Plan de Auditoría 2020, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 7.C.1, letra c), del Código de Gobierno Corporativo;
 - un dictamen favorable (en la reunión del 2 de julio de 2020) de conformidad con el artículo 2389, párrafo 3, del Código Civil italiano, en relación con el importe de la remuneración que debe pagarse a los miembros de los distintos comités establecidos en el seno del Directorio, tras el nombramiento de este último órgano por la Junta de Accionistas el 14 de mayo de 2020, teniendo en

cuenta las disposiciones de

la Política retributiva de Enel para 2020 aprobada con voto vinculante por la Junta de Accionistas;

- un dictamen favorable (en la misma reunión del 2 de julio de 2020) sobre la tasa de asistencia a pagar al Magistrado del Tribunal de Cuentas delegado para controlar la gestión financiera de Enel por la participación en las reuniones de los órganos sociales;
- una opinión favorable (en la reunión del 7 de octubre de 2020) de conformidad con el artículo 2389, párrafo 3, del Código Civil, en relación con las decisiones relativas a la remuneración y las condiciones de empleo de la alta dirección, teniendo en cuenta las disposiciones de la política de remuneración de Enel para 2020 aprobada con un voto vinculante por la Junta de Accionistas del 14 de mayo de 2020;
- un informe sobre las retribuciones fijas y variables devengadas por quienes han ejercido el cargo de Presidente del Directorio, Consejero Delegado/Director General y otros consejeros en el año 2020 por sus respectivos cargos, así como los instrumentos retributivos que les han sido concedidos, se recoge en el apartado segundo del Informe sobre la Política Retributiva para el año 2021 y las retribuciones satisfechas en el año 2020 a que se refiere el artículo 123-ter del Texto Consolidado de la Ley de Intermediación Financiera (en aras de la brevedad, "Informe de Remuneraciones" en adelante), aprobado por el Directorio, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones el 15 de abril de 2021, que se publicará en cumplimiento de los plazos establecidos por la ley. El diseño de estos instrumentos de retribución se ajusta a las mejores prácticas, ya que cumple con el principio de establecer un vínculo con objetivos adecuados de rendimiento financiero y no financiero y perseguir la creación de valor para el accionista a medio y largo plazo. Las propuestas al Directorio relativas a estas formas de remuneración y la determinación de los parámetros asociados han sido elaboradas por el Comité de Nombramientos y Retribuciones, compuesto íntegramente por consejeros independientes, basándose en los resultados de los análisis de referencia, incluso a nivel internacional, realizados por una empresa consultora independiente. Además, la segunda sección del Informe de Remuneraciones contiene, en cumplimiento de la normativa aplicable de la CONSOB, información específica sobre las remuneraciones percibidas en 2020 por los miembros del órgano de supervisión y por el personal directivo clave (en forma agregada para este último).

La Junta de Censores de Cuentas también supervisó el proceso de elaboración de la política de remuneraciones para 2021 -descrita íntegramente en la primera sección del Informe de Remuneraciones- sin encontrar ningún problema crítico. En particular, la actividad de supervisión examinó la coherencia de las distintas medidas previstas por dicha política con (i) las disposiciones de la Directiva (UE) nº 2017/828 tal y como se han transpuesto a la legislación italiana, con (ii) las recomendaciones del Código de Gobierno Corporativo italiano

publicado en enero de 2020, así como con (iii) los resultados del análisis de referencia realizado, incluso a nivel internacional, por una empresa consultora independiente que el Comité de Nombramientos y Retribuciones decidió contratar. Como se indica en la primera sección del Informe sobre Remuneraciones, durante la preparación de la política de remuneraciones para 2021, la Junta de Auditores de Cuentas

- teniendo en cuenta las recomendaciones a este respecto del Comité Italiano de Gobierno Corporativo - pidió a la empresa consultora independiente que realizara un análisis de referencia adicional para determinar la adecuación de la remuneración pagada a los miembros del órgano de supervisión. Este análisis se realizó sobre la base de los datos comunicados en la documentación publicada con ocasión de las Juntas Generales de Accionistas de 2020 por emisores pertenecientes a un grupo de referencia compuesto -a diferencia del utilizado para el análisis análogo relativo al Directorio- exclusivamente por empresas italianas pertenecientes al índice FTSE-MIB⁽³⁾. Las funciones que el ordenamiento jurídico italiano atribuye al Consejo de Cuentas lo diferencian de los órganos con funciones de supervisión previstos en los sistemas de gobernanza de uno y dos niveles comúnmente adoptados en otros países. A efectos de la identificación del grupo de referencia, el consultor, de acuerdo con el Consejo de Cuentas, acordó excluir algunas empresas industriales pertenecientes al índice FTSE-MIB que tienen estructuras de propiedad concentradas, mientras que evaluó algunas empresas del índice FTSE-MIB que operan en el sector de los servicios financieros.

El análisis mostró que, sobre la base de los datos a 31 de diciembre de 2019, Enel supera al grupo de pares en términos de capitalización, está por encima del noveno decil en términos de ingresos y ligeramente por debajo del noveno decil en términos de número de empleados.

El mismo análisis también encontró que -en contra del muy alto posicionamiento de Enel en comparación con las empresas incluidas en el panel en términos de capitalización, ingresos y número de empleados- la remuneración del Presidente de la Junta de Auditores de Cuentas y de los otros Auditores de Cuentas está justo por encima de la mediana del grupo de pares. El análisis también encontró que en 2019, en promedio, las juntas de auditores legales de las empresas pertenecientes al panel estaban compuestas por cuatro auditores permanentes en comparación con los tres miembros permanentes de la Junta de Auditores Legales de Enel, y celebró 26 reuniones en comparación con las 17 reuniones celebradas por la Junta de Auditores Legales de Enel. Sin embargo, desde este último punto de vista,

(3) El grupo paritario está formado por las siguientes 19 empresas: A2A, Atlantia, Banco BPM, BPER Banca, Eni, Generali, Hera, Leonardo, Mediobanca, Nexi, Pirelli, Poste Italiane, Prysmian, Saipem, Snam, Terna, TIM, Unicredit y Unipol.

cabe destacar que en 2020 la Junta de Auditores de Cuentas de Enel celebró 27 reuniones, un aumento significativo en comparación con el año anterior.

De este análisis se desprende que la competitividad de la remuneración prevista para el Presidente y los miembros permanentes del Consejo de Vigilancia de Enel es sustancialmente similar a la prevista para los administradores no ejecutivos en relación con la remuneración que se les paga en calidad de administradores. Sin embargo, el consultor observó que existe una correlación más débil en comparación con los administradores no ejecutivos entre la remuneración pagada a los miembros del Consejo de Vigilancia y el volumen de trabajo que se les pide. A este respecto, hay que tener en cuenta que la remuneración global pagada a los administradores no ejecutivos tiene en cuenta también su posible participación en los comités del Consejo, mientras que los miembros del Consejo de Cuentas participan regularmente en las reuniones de estos comités como parte necesaria del desempeño de las tareas de supervisión que les asigna la ley sin ser remunerados por esta actividad.

Por último, cabe señalar que el análisis de referencia encontró una clara correlación entre la competitividad de la remuneración ofrecida por las empresas del grupo de referencia a sus respectivas juntas de auditores de cuentas y la diferente carga de trabajo que se les exige, como indica el número de reuniones celebradas en 2019. Al mismo tiempo, el análisis observó que el importe de la remuneración pagada al Presidente y a los miembros permanentes de la Junta de Auditores de Cuentas de Enel está sustancialmente en línea con el pagado actualmente por la mayoría de las empresas del grupo par en las que el Ministerio de Economía y Hacienda tiene una inversión directa y/o indirecta significativa.

La actividad de supervisión del Consejo de Cuentas en 2020 se ha desarrollado en 27 reuniones (12 de ellas celebradas conjuntamente con la Comisión de Control y Riesgos) y con la participación en las 16 reuniones del Directorio y, a través del presidente o de uno o varios de sus miembros, en las 12 reuniones de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en las 4 reuniones de la Comisión de Partes Relacionadas y en las 11 reuniones de la Comisión de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad. El magistrado delegado del Tribunal de Cuentas del Estado participó en las reuniones de la Junta de Auditores y en las del Directorio.

En el transcurso de esta actividad y sobre la base de la información obtenida de KPMG SpA, no se han detectado omisiones, hechos censurables, irregularidades u otros hechos significativos que requieran ser comunicados a las autoridades reguladoras o mencionados en este informe.

Por último, la Junta de Auditores observa que, a la fecha de este informe, la gran emergencia sanitaria mundial asociada a la pandemia de COVID-19 no ha

terminado. Las autoridades italianas han introducido importantes limitaciones a la libertad de movimiento dentro del país para contener el contagio, entre otras cosas imponiendo la prohibición de celebrar reuniones.

En este contexto, la Junta de Auditores, en cumplimiento de las citadas medidas de contención de la pandemia del COVID-19, celebró la práctica totalidad de sus reuniones -a partir de la reunión del 26 de febrero de 2020- exclusivamente con la utilización de sistemas de audio/videoconferencia por parte de todos los participantes, lo que, no obstante, garantizó su identificación y el intercambio de documentación -de acuerdo con lo previsto en el artículo 25.4 de los estatutos- y, en general, el pleno desempeño de las funciones del órgano de control.

Asimismo, el Directorio de la Sociedad ha convocado la Junta General ordinaria de Accionistas para el 20 de mayo de 2021 en convocatoria única, estableciendo que - a la vista de la evolución de la pandemia del COVID-19 y teniendo en cuenta las disposiciones relativas a la celebración de las juntas de la sociedad del artículo 106, apartado 4, del Decreto Ley 18 de 17 de marzo de 2020, ratificado con modificaciones por la Ley 27 de 24 de abril, 2020⁽⁴⁾ - se llevará a cabo de manera que permita a los accionistas participar exclusivamente a través del representante de los accionistas designado por la Sociedad a que se refiere el artículo 135-undecies del Texto Consolidado de la Ley de Intermediación Financiera, al que los accionistas podrán también conferir poderes o subapoderados de conformidad con el artículo 135-novies del Texto Consolidado, también por derogación de lo dispuesto en el artículo 135-undecies, párrafo 4, del Texto Consolidado. La Junta de Auditores se encargará de que los derechos de los accionistas puedan ser ejercidos con ocasión de la citada Junta, dentro de los límites permitidos por los procedimientos especiales previstos para su celebración.

Durante el año 2021, la Junta de Censores de Cuentas seguirá desarrollando su actividad de supervisión en estrecha coordinación con el Directorio y la empresa auditora para evaluar el impacto de la pandemia de COVID-19 en el rendimiento y la posición financiera de la Compañía y del Grupo Enel.

Sobre la base de la actividad de supervisión realizada y de la información intercambiada con los auditores independientes KPMG SpA, les recomendamos que aprueben los estados financieros de la Sociedad correspondientes al ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2020 de conformidad con las propuestas del Directorio.

Roma, 16 de abril de 2021

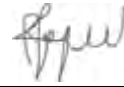
La Junta de Auditores

(4) Cuya vigencia fue prorrogada hasta el 31 de julio de 2021 por el artículo 3, inciso 6, del Decreto Ley 183 del 31 de diciembre de 2020, ratificado con modificaciones por la Ley 21 del

26 de febrero de 2021.



Barbara Tadolini - Presidente



Romina Guglielmetti - Auditora



Claudio Sottoriva - Auditor

Informe de los auditores independientes



KPMG S.p.A.
Organización de auditoría y
contabilidad Via Curtatone, 3
00185 ROMA RM
Teléfono +39 06 80961.1
Correo electrónico it-
fmauditaly@kpmg.it PEC
kpmgspa@pec.kpmg.it

(Traducción del original italiano que sigue siendo la versión definitiva)

Informe de los auditores independientes de conformidad con el artículo 14 del Decreto Legislativo núm. 39 de 27 de enero de 2010 y el artículo 10 del Reglamento (UE) núm. 537 de 16 de abril de 2014

*A los accionistas de
Enel S.p.A.*

Informe sobre la auditoría de los estados financieros consolidados

Opinión

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas del Grupo Enel (el "grupo"), que comprenden el estado de situación financiera a 31 de diciembre de 2020, la cuenta de resultados y los estados de resultado global, de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo correspondientes al ejercicio cerrado en esa fecha y las notas correspondientes, que incluyen un resumen de las políticas contables más importantes.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados ofrecen una imagen fiel de la situación financiera del Grupo Enel a 31 de diciembre de 2020, así como de su rendimiento financiero y de sus flujos de efectivo para el ejercicio finalizado en esa fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera aprobadas por la Unión Europea y con la normativa italiana de aplicación del artículo 9 del Decreto Legislativo nº. 38/05.

Base del dictamen

Hemos realizado nuestra auditoría de acuerdo con las Normas Internacionales de Auditoría (NIA Italia). Nuestras responsabilidades según dichas normas se describen con más detalle en la sección "*Responsabilidades de los auditores en la auditoría de los estados financieros consolidados*" de nuestro informe. Somos independientes de Enel S.p.A. (la "matriz") de acuerdo con las reglas y normas de ética e independencia aplicables en Italia a las auditorías de estados financieros. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y adecuada para fundamentar nuestra opinión.

Otros asuntos

Los estados financieros consolidados de 2019 del grupo fueron auditados por otros auditores, que expresaron su opinión sin reservas sobre los mismos el 8 de abril de 2020.

KPMG S.p.A. es una sociedad anónima de derecho italiano y forma parte de la red de entidades independientes de KPMG afiliadas a KPMG International Limited, una sociedad de derecho inglés.

Ancona Bari Bérgamo
Bologna Bolzano Brescia
Catania Como Florencia
Génova Lecce Milán Nápoles
Novara Padua Palermo Parma
Perugia Pescara Roma Turín
Treviso Trieste Varese Verona

Sociedad
anónima Capital
social
10.415.500,00 euros i.v.
Milán Monza Brianza Lodi Registro Mercantil
y Código Fiscal N. 00709600159
R.E.A. Milano N. 512867
Partita IVA 00709600159
Número de IVA
IT00709600159
Sede legal: Via Vittor Pisani, 25
20124 Milano MI ITALIA

Cuestiones clave de la auditoría

Las cuestiones clave de la auditoría son aquellas que, a nuestro juicio profesional, fueron más significativas en la auditoría de los estados financieros consolidados del ejercicio actual. Estas cuestiones han sido tratadas en el contexto de nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en su conjunto, y en la formación de nuestra opinión al respecto, y no proporcionamos una opinión separada sobre estas cuestiones.

Reconocimiento de ingresos por suministro de electricidad y gas aún no facturados

Notas a los estados financieros consolidados: notas 2.1 "Uso de estimaciones y juicios de la dirección - Ingresos procedentes de contratos con clientes", 2.2 "Políticas contables significativas - Ingresos procedentes de contratos con clientes", 9.a "Ingresos procedentes de ventas y servicios" y 32 "Créditos

comerciales"

Cuestión clave de	Procedimientos de auditoría que abordan la cuestión clave de auditoría
<p>Los ingresos por el suministro de electricidad y gas a los usuarios finales se reconocen en el momento en que se suministra la electricidad o el gas e incluyen, además de los importes facturados sobre la base de las lecturas periódicas de los contadores o de los volúmenes notificados por los distribuidores y transportistas, una estimación de la electricidad y el gas suministrados durante el año pero aún no facturados que se calcula también teniendo en cuenta las posibles pérdidas en la red. Los ingresos devengados entre la fecha de la última lectura del contador y el final del año se basan en las estimaciones del consumo diario de los clientes individuales, determinadas principalmente en su información histórica, ajustadas para reflejar los factores climáticos u otros asuntos que puedan afectar al consumo estimado. Estas estimaciones son muy complejas dada la naturaleza de los supuestos subyacentes. Por lo tanto, creemos que el reconocimiento de los ingresos por el suministro de electricidad y gas aún no facturados es una cuestión clave de auditoría.</p>	<p>Nuestros procedimientos de auditoría incluyeron:</p> <ul style="list-style-type: none"> — comprender el proceso de reconocimiento de los ingresos procedentes del suministro de electricidad y gas aún no facturados; — evaluar el diseño, la implantación y la eficacia operativa de los controles, incluidos los controles informáticos, que se consideren importantes a efectos de nuestra auditoría, incluso con la participación de nuestros especialistas en informática; — realizar procedimientos sustantivos sobre los volúmenes de electricidad y gas considerados en la estimación; — comprobar la exactitud de los precios de venta utilizados en la estimación; — comparar las estimaciones reconocidas en los estados financieros consolidados con las cifras reales posteriores; — evaluar la idoneidad de la información proporcionada en las notas sobre los ingresos procedentes del suministro de electricidad y gas aún no facturados.

Recuperación de activos no corrientes

Notas a los estados financieros consolidados: notas 2.1 "Uso de estimaciones y juicios de la dirección - Deterioro del valor de los activos no financieros e Identificación de las unidades generadoras de efectivo (UGE)", 2.2 "Políticas contables significativas - Deterioro del valor de los activos no financieros", 10.e "Amortización y otras pérdidas de valor", 17 "Inmovilizado material" y 22 "Fondo de

comercio".

Cuestión clave de**auditoría Procedimientos de auditoría
que abordan la cuestión clave de
auditoría**

Los estados financieros consolidados a 31 de diciembre de 2020 incluyen un inmovilizado material de 78.718 millones de euros, un inmovilizado inmaterial de 17.668 millones de euros y un fondo de comercio de 13.779 millones de euros en activos no corrientes.

Nuestros procedimientos de auditoría incluyeron:

- comprender el procedimiento de comprobación del deterioro aprobado por el directorio de la empresa el 25 de febrero de 2021;

<p>Los directores comprobaron el deterioro de las unidades generadoras de efectivo (UGE) a las que se asigna el fondo de comercio o que incluyen otros activos no corrientes para los que se habían identificado indicadores de deterioro.</p> <p>Los directores han calculado el importe recuperable estimado de las UGE, basándose en su valor de uso, utilizando el modelo de flujos de caja descontados, que es muy complejo e implica el uso de estimaciones que, por su propia naturaleza, son inciertas y subjetivas:</p> <ul style="list-style-type: none"> — los flujos de caja previstos, calculados teniendo en cuenta la evolución económica general y la del sector del grupo, los flujos de caja reales de los últimos años y las tasas de crecimiento previstas; — los parámetros financieros utilizados para calcular el tipo de descuento. <p>Por las razones anteriores, creemos que la recuperabilidad de los activos no corrientes es una cuestión clave de auditoría.</p>	<ul style="list-style-type: none"> — entender el proceso de elaboración del plan de negocio aprobado por el directorio de la matriz el 23 de noviembre de 2020 (el "plan de negocio"); — analizar la razonabilidad de las principales hipótesis utilizadas por los directores para elaborar el plan de negocio, incluida su coherencia con las estrategias del grupo que abordan el cambio climático y los objetivos del Acuerdo de París; — Analizar los criterios utilizados para identificar las UGE y trazar el importe de los activos y pasivos de las UGE a los valores contables pertinentes en los estados financieros consolidados; — evaluar la coherencia de los flujos de caja utilizados para la prueba de deterioro con los flujos de caja previstos en el plan de negocio; — analizar las discrepancias más significativas entre las cifras de los planes de negocio del año anterior y las cifras reales, con el fin de comprobar la exactitud del proceso de estimación adoptado; — la participación de expertos de la red KPMG en la evaluación de la razonabilidad de las pruebas de deterioro y de las hipótesis correspondientes, incluso mediante una comparación con datos e información externos; — evaluar la idoneidad de la información proporcionada en las notas sobre los activos no corrientes y las pruebas de deterioro correspondientes.
--	---

Responsabilidades de los administradores y del colegio de auditores de la empresa matriz ("Collegio Sindacale") en relación con los estados financieros consolidados

Los administradores son responsables de la elaboración de las cuentas anuales consolidadas que ofrezcan una imagen fiel de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera aprobadas por la Unión Europea y con la normativa italiana de desarrollo del artículo 9 del Decreto Legislativo nº 38/05, así como del control interno que consideren necesario para permitir la elaboración de unas cuentas anuales libres de incorrecciones materiales, ya sea por fraude o por error. 38/05 y, en los términos establecidos por la ley italiana, del control interno que determinen necesario para permitir la elaboración de estados financieros libres de errores materiales, ya sea por fraude o por error.

Los directores son responsables de la evaluación de la capacidad del grupo para continuar como empresa en funcionamiento y de la utilización apropiada de la base de empresa en funcionamiento en la preparación de los estados financieros consolidados, así como de la adecuación de la información correspondiente. El uso de esta base contable es apropiado a menos que los directores consideren que se dan las condiciones para la liquidación de la matriz o el cese de las operaciones, o

que no tengan otra alternativa realista que hacerlo.

El *Collegio Sindacale* es responsable de supervisar, en los términos establecidos por la ley italiana, el proceso de información financiera del grupo.

Responsabilidades de los auditores en la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros consolidados en su conjunto están libres de incorrecciones materiales, ya sea por fraude o por error, y emitir un informe de auditoría que incluya nuestra opinión. La seguridad razonable es un nivel de seguridad elevado, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con la NIA Italia detecte siempre una incorrección material cuando ésta existe. Las incorrecciones pueden provenir de un fraude o de un error y se consideran materiales si, individualmente o en conjunto, puede esperarse razonablemente que influyan en las decisiones económicas de los usuarios tomadas a partir de estos estados financieros consolidados.

En el marco de una auditoría conforme a la NIA Italia, ejercemos nuestro juicio profesional y mantenemos el escepticismo profesional durante toda la auditoría. También lo hacemos:

- identificar y evaluar los riesgos de que se produzcan incorrecciones materiales en los estados financieros consolidados, ya sea por fraude o por error, diseñar y aplicar procedimientos de auditoría que respondan a dichos riesgos y obtener pruebas de auditoría suficientes y adecuadas para fundamentar nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material resultante de un fraude es mayor que el de una incorrección resultante de un error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones intencionadas, tergiversaciones o la anulación del control interno;
- obtener una comprensión del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría adecuados a las circunstancias, pero no con el fin de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno del grupo;
- evaluar la idoneidad de las políticas contables utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y de la información conexa que hayan realizado los administradores;
- concluir sobre la idoneidad de la utilización por parte de los administradores de la base contable de empresa en funcionamiento y, sobre la base de la evidencia de auditoría obtenida, si existe una incertidumbre material relacionada con hechos o condiciones que puedan arrojar dudas significativas sobre la capacidad del grupo para continuar como empresa en funcionamiento. Si llegamos a la conclusión de que existe una incertidumbre importante, debemos llamar la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información contenida en los estados financieros consolidados o, si dicha información es inadecuada, modificar nuestra opinión. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. No obstante, es posible que acontecimientos o condiciones futuras hagan que el grupo deje de ser una empresa en funcionamiento;
- evaluar la presentación general, la estructura y el contenido de los estados financieros consolidados, incluida la información, y si los estados financieros consolidados representan las transacciones y los hechos subyacentes de manera que se logre una presentación fiel;
- obtener evidencia de auditoría suficiente y adecuada sobre la información financiera de las entidades o actividades empresariales del grupo para expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados. Somos responsables de la dirección, supervisión y realización de la auditoría del grupo. Seguimos siendo los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.

Nos comunicamos con los encargados de la gobernanza, identificados al nivel adecuado requerido por la NIA Italia, en relación, entre otras cuestiones, con el

alcance y el calendario previstos de la auditoría y con los resultados significativos de la misma, incluida cualquier deficiencia significativa del control interno que identifiquemos durante nuestra auditoría.

También proporcionamos a los encargados de la gobernanza una declaración de que hemos cumplido con las reglas y normas de ética e independencia aplicables en Italia y les comunicamos todas las relaciones y otros asuntos que razonablemente pueden considerarse que influyen en nuestra independencia y, en su caso, las correspondientes salvaguardias.

A partir de los asuntos comunicados a los responsables de la gobernanza, determinamos los asuntos que fueron más significativos en la auditoría de los estados financieros consolidados del año en curso y son, por tanto, los asuntos clave de la auditoría. Describimos estas cuestiones en nuestro informe de auditoría.

Otra información requerida por el artículo 10 del Reglamento (UE) nº. 537/14

El 16 de mayo de 2019, los accionistas de la empresa nos designaron para llevar a cabo la auditoría legal de sus estados financieros separados y consolidados al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2028.

Declaramos que no hemos prestado los servicios prohibidos distintos de la auditoría a los que se refiere el artículo 5.1 del Reglamento (UE) núm. 537/14 y que hemos permanecido independientes de la empresa matriz en la realización de la auditoría legal.

Confirmamos que la opinión sobre los estados financieros consolidados expresada en este documento es coherente con el informe adicional al *Colegio Sindacale*, en su calidad de comité de auditoría, elaborado de conformidad con el artículo 11 del Reglamento mencionado anteriormente.

Informe sobre otros requisitos legales y reglamentarios

Dictamen de conformidad con el artículo 14.2.e) del Decreto Legislativo núm. 39/10 y el artículo 123-bis.4 del Decreto Legislativo nº. 58/98

Los administradores de la sociedad matriz son responsables de la elaboración de los informes de funcionamiento y de gobierno corporativo y estructura de la propiedad del grupo a 31 de diciembre de 2020, así como de la coherencia de dichos informes con los correspondientes estados financieros consolidados y de su conformidad con la legislación aplicable.

Hemos llevado a cabo los procedimientos requeridos por la Norma de Auditoría (SA Italia) 720B para expresar una opinión sobre la coherencia del informe sobre las operaciones y la información específica presentada en el informe sobre el gobierno corporativo y la estructura de la propiedad indicada por el artículo 123-bis.4 del Decreto Legislativo núm. 58/98 con los estados financieros consolidados del grupo a 31 de diciembre de 2020 y su conformidad con la legislación aplicable, así como para indicar si hemos detectado incorrecciones materiales.

En nuestra opinión, el informe sobre las operaciones y la información específica presentada en el informe sobre el gobierno corporativo y la estructura de la propiedad mencionados anteriormente son coherentes con los estados financieros consolidados del grupo a 31 de diciembre de 2020 y se han elaborado de conformidad con la legislación aplicable.

En relación con la declaración anterior, exigida por el artículo 14.2.e) del Decreto Legislativo núm. 39/10, sobre la base de nuestro conocimiento y comprensión de la entidad y su entorno obtenidos a través de nuestra auditoría, no tenemos nada que informar.



***Declaración de conformidad con el artículo 4 del reglamento de la
Consob por el que se aplica el Decreto Legislativo nº 254/16***

Los administradores de Enel S.p.A. son responsables de la elaboración de un estado no financiero de conformidad con el Decreto Legislativo nº 254/16. Hemos comprobado que los administradores han aprobado dicho estado no financiero. De conformidad con el artículo 3.10 del Decreto Legislativo nº 254/16, hemos certificado la conformidad del estado no financiero por separado.

Roma, 16 de abril

de 2021 KPMG

S.p.A.

(firmado en el original)

Renato Naschi
Director de
Auditoría

ADJUNTOS

Subsidiarias, empresas asociadas y otras participaciones significativas del Grupo Enel al 31 de diciembre de 2020

En cumplimiento de la Comunicación de la CONSOB n.º DEM/6064293 de 28 de julio de 2006 y el artículo 126 de la Resolución CONSOB n.º 11971 de 14 de mayo de 1999, a continuación se presenta una lista de las subsidiarias y empresas asociadas de Enel SpA al 31 de diciembre de 2020, de conformidad con el artículo 2359 del Código Civil italiano, y de otras inversiones de capital significativas. Enel tiene la plena titularidad de todas las inversiones.

Para cada empresa se incluye la siguiente información: nombre, domicilio social, capital social, moneda en la que está denominado el capital social, segmento de actividad, método de consolidación, empresas del Grupo que participan en la empresa y su respectiva participación, y la participación del Grupo.

Segmento de negocio	Descripción de los segmentos de negocio
 	Sociedad de cartera del grupo
	Holding del país
	Enel Green Power
	Generación térmica
	Comercio
	Infraestructura y redes
	Enel X
	Mercados de usuarios finales
	Servicios
	Finanzas