

Cuentas anuales consolidadas

correspondientes al ejercicio anual
terminado a 31 de diciembre de 2017

ENDESA, S.A. y sociedades dependientes

Estados de situación financiera consolidados

a 31 de diciembre de 2017 y 2016

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016 ¹
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE		25.507	25.525
Inmovilizado Material	6	21.727	21.891
Inversiones Inmobiliarias	7	9	20
Activo Intangible	8	1.196	1.172
Fondo de Comercio	5 y 10	459	298
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	11.1	205	208
Activos Financieros no Corrientes	19	769	712
Activos por Impuesto Diferido	22.1	1.142	1.224
ACTIVO CORRIENTE		5.530	5.435
Existencias	12	1.267	1.202
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	13	3.100	3.452
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores		2.877	3.055
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corriente		223	397
Activos Financieros Corrientes	19	764	363
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	14	399	418
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas		—	—
TOTAL ACTIVO		31.037	30.960
PATRIMONIO NETO Y PASIVO			
PATRIMONIO NETO		9.233	9.088
De la Sociedad Dominante	15.1	9.096	8.952
Capital Social		1.271	1.271
Prima de Emisión y Reservas		7.155	7.049
Resultado del Ejercicio Atribuido a la Sociedad Dominante		1.463	1.411
Dividendo a Cuenta		(741)	(741)
Ajustes por Cambio de Valor		(52)	(38)
De los Intereses Minoritarios	15.2	137	136
PASIVO NO CORRIENTE		14.269	14.351
Ingresos Diferidos	16	4.730	4.712
Provisiones no Corrientes	17	3.382	3.714
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	17.1	951	1.063
Otras Provisiones no Corrientes		2.431	2.651
Deuda Financiera no Corriente	18	4.414	4.223
Otros Pasivos no Corrientes	21	646	601
Pasivos por Impuesto Diferido	22.2	1.097	1.101
PASIVO CORRIENTE		7.535	7.521
Deuda Financiera Corriente	18	978	1.144
Provisiones Corrientes	24	425	567
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares		—	—
Otras Provisiones Corrientes		425	567
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	23	6.132	5.810
Proveedores y otros Acreedores		5.962	5.478
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corriente		170	332
Pasivos Asociados a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas		—	—
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		31.037	30.960

¹ Véase Nota. 5.4.

Las Notas 1 a 39 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de los Estados de Situación Financiera Consolidados a 31 de diciembre de 2017 y 2016.

ENDESA, S.A. y sociedades dependientes

Estados del resultado consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2017 y 2016

Millones de Euros

	Notas	2017	2016
INGRESOS	25	20.057	18.979
Ventas	25.1	19.556	18.313
Otros Ingresos de Explotación	25.2	501	666
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS		(14.569)	(13.327)
Compras de Energía	26.1	(4.933)	(4.056)
Consumo de Combustibles	26.2	(2.294)	(1.652)
Gastos de Transporte		(5.652)	(5.813)
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	26.3	(1.690)	(1.806)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN		5.488	5.652
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	3a y 3d.3	222	117
Gastos de Personal	27	(917)	(1.128)
Otros Gastos Fijos de Explotación	28	(1.251)	(1.209)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN		3.542	3.432
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	29	(1.511)	(1.467)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		2.031	1.965
RESULTADO FINANCIERO	30	(123)	(182)
Ingreso Financiero		51	44
Gasto Financiero		(178)	(222)
Diferencias de Cambio Netas		4	(4)
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	11.1	(15)	(59)
Resultado de otras Inversiones		—	2
Resultado en Ventas de Activos	31	7	(16)
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS		1.900	1.710
Impuesto sobre Sociedades	32	(427)	(298)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS		1.473	1.412
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS		—	—
RESULTADO DEL EJERCICIO		1.473	1.412
Sociedad Dominante		1.463	1.411
Intereses Minoritarios		10	1
BENEFICIO NETO POR ACCION BÁSICO DE ACTIVIDADES CONTINUADAS (en Euros)		1,38	1,33
BENEFICIO NETO POR ACCION DILUIDO DE ACTIVIDADES CONTINUADAS (en Euros)		1,38	1,33
BENEFICIO NETO POR ACCION BÁSICO DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS (en Euros)		—	—
BENEFICIO NETO POR ACCION DILUIDO DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS (en Euros)		—	—
BENEFICIO NETO POR ACCION BÁSICO (en Euros)		1,38	1,33
BENEFICIO NETO POR ACCION DILUIDO (en Euros)		1,38	1,33

Las Notas 1 a 39 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de los Estados del Resultado Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2017 y 2016.

ENDESA, S.A. y sociedades dependientes

Estados de otro resultado global consolidados correspondientes

a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2017 y 2016

Millones de Euros

Notas	31 de diciembre de 2017			31 de diciembre de 2016		
	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios	Total	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios	Total
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	1.463	10	1.473	1.411	1	1.412
OTRO RESULTADO GLOBAL:	—	—	—	—	—	—
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO	165	—	165	(83)	—	(83)
Partidas que Pueden ser Objeto de Reclasificación al Estado del Resultado:						
Por Revalorización / (Reversión de la Revalorización) del Inmovilizado Material y de Activos Intangibles	65	—	65	90	—	90
Por Valoración de Instrumentos Financieros	—	—	—	—	—	—
Activos Financieros Disponibles para la Venta	—	—	—	—	—	—
Otros Ingresos / (Gastos)	—	—	—	—	—	—
Por Cobertura de Flujos de Caja	15.1.6 y 15.1.10	86	86	126	—	126
Diferencias de Conversión	15.1.6 y 15.1.10	(1)	(1)	1	—	1
Entidades Valoradas por el Método de Participación	15.1.6 y 15.1.10	1	1	(5)	—	(5)
Resto de Ingresos y Gastos Imputados Directamente al Patrimonio Neto		—	—	—	—	—
Efecto Impositivo	15.1.6, 15.1.10 y 32	(21)	(21)	(32)	—	(32)
Partidas que no pueden ser objeto de reclasificación al Estado del Resultado:	100	—	100	(173)	—	(173)
Por Ganancias y Pérdidas Actuariales y otros Ajustes	15.1.10 y 17.1	127	127	(221)	—	(221)
Efecto Impositivo	15.1.10 y 32	(27)	(27)	48	—	48
TRANSFERENCIAS AL ESTADO DEL RESULTADO Y / O INVERSIONES	(79)	—	(79)	(8)	—	(8)
Por Valoración de Instrumentos Financieros		—	—	—	—	—
Activos Financieros Disponibles para la Venta		—	—	—	—	—
Otros Ingresos / (Gastos)		—	—	—	—	—
Por Cobertura de Flujos de Caja	15.1.6 y 15.1.10	(108)	(108)	(22)	—	(22)
Diferencias de Conversión		—	—	—	—	—
Entidades Valoradas por el Método de Participación	15.1.6 y 15.1.10	2	2	9	—	9
Resto de Ingresos y Gastos Imputados Directamente al Patrimonio Neto		—	—	—	—	—
Efecto Impositivo	15.1.6, 15.1.10 y 32	27	27	5	—	5
RESULTADO GLOBAL TOTAL	1.549	10	1.559	1.320	1	1.321

Las Notas 1 a 39 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de los Estados del Resultado Global Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2017 y 2016.

ENDESA, S.A. y sociedades dependientes

Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017

Millones de Euros

Notas	Patrimonio Neto Atribuido a la Sociedad Dominante ^(Nota 15.1)							Intereses Minoritarios ^(Nota 15.2)	Total Patrimonio Neto
	Fondos Propios								
	Capital	Prima de Emisión, Reservas y Dividendo a Cuenta	Acciones y Participaciones en Patrimonio Propias	Resultado del Ejercicio	Otros Instrumentos de Patrimonio Neto	Ajustes por Cambio de Valor			
Saldo Inicial a 1 de Enero de 2017	1.271	6.308	—	1.411	—	(38)	136	9.088	
Ajuste por Cambios de Criterios Contables	—	—	—	—	—	—	—	—	
Ajuste por Errores	—	—	—	—	—	—	—	—	
Saldo Inicial Ajustado	1.271	6.308	—	1.411	—	(38)	136	9.088	
Resultado Global Total	—	100	—	1.463	—	(14)	10	1.559	
Operaciones con Socios o Propietarios	—	(1.405)	—	—	—	—	(9)	(1.414)	
Aumentos / (Reducciones) de Capital	—	—	—	—	—	—	—	—	
Conversión de Pasivos en Patrimonio Neto	—	—	—	—	—	—	—	—	
Distribución de Dividendos	15.1.9	(1.411)	—	—	—	—	(3)	(1.414)	
Operaciones con Acciones o Participaciones en Patrimonio Propias (Netas)	—	—	—	—	—	—	—	—	
Incrementos / (Reducciones) por Combinaciones de Negocios	—	—	—	—	—	—	—	—	
Otras Operaciones con Socios o Propietarios	2.3.1	6	—	—	—	—	(6)	—	
Otras Variaciones de Patrimonio Neto	—	1.411	—	(1.411)	—	—	—	—	
Pagos Basados en Instrumentos de Patrimonio	—	—	—	—	—	—	—	—	
Trasposos entre Partidas de Patrimonio Neto	—	1.411	—	(1.411)	—	—	—	—	
Otras Variaciones	—	—	—	—	—	—	—	—	
Saldo Final a 31 de diciembre de 2017	1.271	6.414	—	1.463	—	(52)	137	9.233	

Las Notas 1 a 39 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante del Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017.

ENDESA, S.A. y sociedades dependientes

Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2016

Millones de Euros

Notas	Patrimonio Neto Atribuido a la Sociedad Dominante ^(Nota 15.1)							Intereses Minoritarios ^(Nota 15.2)	Total Patrimonio Neto
	Fondos Propios								
	Capital	Prima de Emisión, Reservas y Dividendo a Cuenta	Acciones y Participaciones en Patrimonio Propias	Resultado del Ejercicio	Instrumentos de Patrimonio Neto	Otros Ajustes por Cambio de Valor			
Saldo Inicial a 1 de Enero de 2016	1.271	6.799	—	1.086	—	(120)	3	9.039	
Ajuste por Cambios de Criterios Contables	—	—	—	—	—	—	—	—	
Ajuste por Errores	—	—	—	—	—	—	—	—	
Saldo Inicial Ajustado	1.271	6.799	—	1.086	—	(120)	3	9.039	
Resultado Global Total	—	(173)	—	1.411	—	82	1	1.321	
Operaciones con Socios o Propietarios	—	(1.404)	—	—	—	—	132	(1.272)	
Aumentos / (Reducciones) de Capital	—	—	—	—	—	—	—	—	
Conversión de Pasivos en Patrimonio Neto	—	—	—	—	—	—	—	—	
Distribución de Dividendos	15.1.9	(1.404)	—	—	—	—	(3)	(1.407)	
Operaciones con Acciones o Participaciones en Patrimonio Propias (Netas)	—	—	—	—	—	—	—	—	
Incrementos / (Reducciones) por Combinaciones de Negocios	5	—	—	—	—	—	135	135	
Otras Operaciones con Socios o Propietarios	—	—	—	—	—	—	—	—	
Otras Variaciones de Patrimonio Neto	—	1.086	—	(1.086)	—	—	—	—	
Pagos Basados en Instrumentos de Patrimonio	—	—	—	—	—	—	—	—	
Trasposos entre Partidas de Patrimonio Neto	—	1.086	—	(1.086)	—	—	—	—	
Otras Variaciones	—	—	—	—	—	—	—	—	
Saldo Final a 31 de diciembre de 2016	1.271	6.308	—	1.411	—	(38)	136	9.088	

Las Notas 1 a 39 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante del Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2016.

ENDESA, S.A. y sociedades dependientes

Estados de flujos de efectivo consolidados correspondientes

a Los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2017 y 2016

Millones de Euros			
	Notas	2017	2016
Resultado Bruto Antes de Impuestos e Intereses Minoritarios		1.900	1.710
Ajustes del Resultado:		1.579	1.840
Amortizaciones del Inmovilizado y Pérdidas por Deterioro	29	1.511	1.467
Otros Ajustes del Resultado (Neto)		68	373
Cambios en el Capital Corriente:		(370)	217
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar		(387)	(57)
Existencias		(241)	(162)
Activos Financieros Corrientes		(554)	336
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes		812	100
Otros Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación:		(671)	(772)
Cobro de Intereses		44	27
Cobro de Dividendos		27	22
Pagos de Intereses		(134)	(128)
Pagos de Impuesto sobre Sociedades		(350)	(346)
Otros Cobros y Pagos de las Actividades de Explotación		(258)	(347)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	33	2.438	2.995
Adquisiciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles		(1.078)	(1.258)
Enajenaciones de Inmovilizados Materiales y Activos Intangibles		15	14
Inversiones en Participaciones Empresas del Grupo	33.2	(2)	(1.196)
Enajenaciones en Participaciones Empresas del Grupo	33.2	16	135
Adquisiciones de otras Inversiones		(187)	(173)
Enajenaciones de otras Inversiones		29	61
Flujos de Efectivo por Variación de Perímetro		—	—
Subvenciones y otros Ingresos Diferidos		92	100
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	33	(1.115)	(2.317)
Flujos de Efectivo por Instrumentos de Patrimonio	15.2	(3)	—
Disposiciones de Deuda Financiera no Corriente	18.1 y 33.3	315	109
Amortizaciones de Deuda Financiera no Corriente	18.1 y 33.3	(74)	(118)
Flujo Neto de Deuda Financiera con Vencimiento Corriente		(165)	492
Pagos de Dividendos de la Sociedad Dominante	15.1.9 y 33.3	(1.411)	(1.086)
Pago a Intereses Minoritarios	33.3	(4)	(3)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	33	(1.342)	(606)
FLUJOS NETOS TOTALES		(19)	72
Variación del Tipo de Cambio en el Efectivo y otros Medios Líquidos		—	—
VARIACIÓN DE EFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES		(19)	72
EFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES INICIALES	14	418	346
Efectivo en Caja y Bancos		418	344
Otros Equivalentes de Efectivo		—	2
EFECTIVO Y OTROS MEDIOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES FINALES	14	399	418
Efectivo en Caja y Bancos		399	418
Otros Equivalentes de Efectivo		—	—

Las Notas 1 a 39 descritas en la Memoria adjunta forman parte integrante de los Estados de Flujos de Efectivo Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2017 y 2016.

Memoria de cuentas anuales consolidadas

Correspondiente al ejercicio anual
terminado a 31 de diciembre de 2017

1. Actividad y Cuentas Anuales del Grupo

ENDESA, S.A. (en adelante, la «Sociedad Dominante» o la «Sociedad») y sus sociedades filiales integran el Grupo ENDESA (en adelante, «ENDESA»). ENDESA, S.A. tiene su domicilio social y fiscal, así como sus oficinas principales en Madrid, calle Ribera del Loira, 60.

La Sociedad fue constituida con la forma mercantil de Sociedad Anónima en el año 1944 con el nombre de Empresa Nacional de Electricidad, S.A. y cambió su denominación social por la de ENDESA, S.A. por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 25 de junio de 1997.

ENDESA tiene como objeto social el negocio eléctrico en sus distintas actividades industriales y comerciales, la explotación de toda clase de recursos energéticos primarios, la prestación de servicios de carácter industrial y, en especial, los de telecomunicaciones, agua y gas, así como los que tengan carácter preparatorio o complementario de las actividades incluidas en el objeto social, y la gestión del Grupo Empresarial, constituido por las participaciones en otras sociedades. ENDESA desarrolla, en el ámbito nacional e internacional, las actividades que integran su objeto, bien directamente o mediante su participación en otras sociedades.

Las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2016 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 26 de abril de 2017 y depositadas en el Registro Mercantil de Madrid.

Las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017 y las de cada una de las sociedades integrantes del mismo, correspondientes al ejercicio 2017, que han servido de base para la preparación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, se encuentran en su mayor parte pendientes de aprobación por sus respectivas Juntas Generales de Accionistas. No obstante, los Administradores de la Sociedad Dominante entienden que dichas Cuentas Anuales serán aprobadas conforme estén presentadas.

En estas Cuentas Anuales Consolidadas se utiliza como moneda de presentación el euro y las cifras se presentan en millones de euros (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda de presentación de la Sociedad Dominante.

La Sociedad está integrada en el Grupo ENEL, cuya Sociedad Dominante última es ENEL, S.p.A., que se rige por la legislación vigente en Italia, con domicilio social en Roma, Viale Regina Margherita, 137 y cuya cabecera en España es ENEL Iberia, S.L.U. con domicilio social en la calle Ribera del Loira, 60, Madrid. El Grupo ENEL posee, a través de ENEL Iberia, S.L.U., un 70,101% del capital social de ENDESA, S.A. (véase Nota 15.1.1). Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo ENEL del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2016 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 4 de mayo de 2017 y depositadas en los Registros Mercantiles de Roma y Madrid.

2. Bases de presentación de las Cuentas Anuales Consolidadas

2.1. Principios contables

Las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017, que han sido formuladas por los Administradores de la Sociedad Dominante, en reunión del Consejo de Administración celebrada el día 26 de febrero de 2018, han sido elaboradas de acuerdo con lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y en las interpretaciones del Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF), según han sido adoptadas por la Unión Europea a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado, de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicables a ENDESA.

Estas Cuentas Anuales Consolidadas muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera de ENDESA a 31 de diciembre de 2017, del resultado global consolidado de sus operaciones, de los cambios en el Patrimonio Neto consolidado y de los flujos de efectivo consolidados, que se han producido en ENDESA en el ejercicio terminado en esa fecha.

Las Cuentas Anuales Consolidadas se han preparado siguiendo las mismas Bases de Presentación y Normas de Valoración aplicadas en las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2016, a excepción del cambio en la estimación contable de las vidas útiles de determinadas centrales hidráulicas, eólicas y fotovoltaicas (véanse Notas 2.2, 3a.2 y 3d) y siguiendo el principio de empresa en funcionamiento mediante la aplicación del método de coste, con excepción de las partidas que, de

conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), se registran a valor razonable, tal y como se indica en las Normas de Valoración de cada partida. Por otra parte, las partidas del Estado del Resultado Consolidado se clasifican por naturaleza de los costes.

Las Cuentas Anuales Consolidadas de los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2017 y 2016 de ENDESA han sido preparadas a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y por las restantes sociedades integradas en ENDESA.

Cada Sociedad Dependiente prepara sus Estados Financieros siguiendo los principios y criterios contables en vigor en el país en el que realiza las operaciones por lo que en el proceso de consolidación se han introducido los ajustes y reclasificaciones necesarios para homogeneizar entre sí tales principios y criterios para adecuarlos a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y a los criterios del Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF).

Las políticas contables utilizadas en la preparación de estas Cuentas Anuales Consolidadas son las mismas que las aplicadas en las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2016, a excepción de las nuevas normas adoptadas por la Unión Europea aplicables a ejercicios anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2017 detalladas a continuación, e incluyendo las nuevas Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y del Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF) publicadas en el Diario Oficial de la Unión Europea y cuya primera aplicación por ENDESA se ha producido en las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2017.

a) Normas e interpretaciones aprobadas por la Unión Europea, aplicadas por primera vez en las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017

Normas, Modificaciones a Normas e Interpretaciones	Aplicación Obligatoria: Ejercicios Iniciados a Partir de
Modificaciones a la NIC 7 «Estado de Flujos de Efectivo»: Iniciativa sobre Información a Revelar.	1 de enero de 2017
Modificaciones a la NIC 12 «Impuesto sobre las Ganancias»: Reconocimiento de Impuestos Diferidos de Activo en Relación a Pérdidas no Realizadas.	1 de enero de 2017

La aplicación de las Normas mencionadas anteriormente no ha tenido un impacto significativo sobre las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017.

b) Normas e interpretaciones aprobadas por la Unión Europea, cuya primera aplicación se producirá en 2018

Normas, Modificaciones a Normas e Interpretaciones	Aplicación Obligatoria: Ejercicios Iniciados a Partir de
NIIF 15 «Ingresos Ordinarios Procedentes de Contratos con Clientes».	1 de enero de 2018
Aclaraciones a la NIIF 15 «Ingresos Ordinarios Procedentes de Contratos con Clientes».	1 de enero de 2018
NIIF 9 «Instrumentos Financieros».	1 de enero de 2018
Modificaciones a la NIIF 4 «Contratos de Seguros»: Aplicación de la NIIF 9 «Instrumentos Financieros» Conjunta a la NIIF 4 «Contratos de Seguros».	1 de enero de 2018

NIIF 15 «Ingresos Ordinarios Procedentes de Contratos con Clientes»

La NIIF 15 «Ingresos Ordinarios Procedentes de Contratos con Clientes» establece un nuevo modelo de reconocimiento de ingresos derivados de contratos con clientes, siendo el principio fundamental de este modelo el reconocer los ingresos ordinarios para representar la transferencia de bienes o servicios comprometidos a los clientes por un importe que refleje la contraprestación a que la entidad espera tener derecho a cambio de dichos bienes o servicios.

Conforme al análisis realizado a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, ENDESA ha concluido que la adopción de la NIIF 15 «Ingresos Ordinarios Procedentes de Contratos con Clientes» no supone modificaciones significativas en el reconocimiento de ingresos, a excepción del efecto derivado de la capitalización de los costes incrementales incurridos para la obtención de contratos con clientes.

ENDESA procederá a la activación en el Activo no Corriente del Estado de Situación Financiera Consolidado de los costes incrementales incurridos en la obtención de dichos contratos con clientes, que actualmente se registran en el Estado del Resultado Consolidado, y dicho activo se amortizará de forma sistemática en función de la vida media esperada de los contratos con clientes asociados a dichos costes, que oscilan entre 1,4 años y 9 años.

Por lo que respecta al método de transición a adoptar en la primera aplicación de esta Norma, ENDESA ha optado por el método de aplicación retroactiva con el efecto acumulado de dicha aplicación a 1 de enero de 2018.

En base a lo anterior, y teniendo en consideración la tipología de clientes y de productos y servicios contratados, así como el método de transición adoptado para la primera aplicación, el efecto sobre los Estados Financieros Consolidados de ENDESA a la fecha de primera aplicación de la NIIF 15 «Ingresos Ordinarios Procedentes de Contratos con Clientes» sería como sigue:

Millones de Euros	
Estado de Situación Financiera Consolidado	1 de enero de 2018
Activo no Corriente	95
Costes de Captación	95
Total Activo	95
Patrimonio Neto	71
De la Sociedad Dominante	71
De los Intereses Minoritarios	—
Pasivo No Corriente	24
Pasivos por Impuestos Diferidos	24
Total Patrimonio Neto y Pasivo	95

Dicho importe corresponde a la activación de los costes incrementales derivados de la obtención de contratos con clientes incurridos en ejercicios anteriores y todavía vigentes a la fecha de transición.

NIIF 9 «Instrumentos Financieros»

La NIIF 9 «Instrumentos Financieros» establece los criterios para el reconocimiento, clasificación y medición de los activos financieros, pasivos financieros y algunos contratos de compra o venta de partidas no financieras.

Conforme al análisis realizado a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, los impactos de la adopción de la NIIF 9 «Instrumentos Financieros», teniendo en cuenta que ENDESA se ha acogido a la opción de no re-expresión de las cifras de periodos comparativos, se resumen, como figura a continuación:

→ Clasificación y valoración de activos y pasivos financieros: En términos generales, del análisis de la nueva clasificación, y en función del modelo de negocio y las características de los flujos de efectivo contractuales, no se estiman impactos relevantes y se espera que la mayor parte de los activos financieros continúen valorándose a coste amortizado a excepción, principalmente, de los instrumentos de patrimonio, que se valorarán a valor razonable con cambios en el Estado del Resultado Consolidado, y de los instrumentos financieros derivados, que

se valorarán a valor razonable con cambios en el Estado del Resultado.

→ Deterioro de valor de los activos financieros: Para las cuentas a cobrar comerciales ENDESA aplicará el enfoque simplificado estimando las pérdidas esperadas durante toda la vida del activo, y, para el resto de activos financieros, ENDESA aplicará el modelo general de cálculo de la pérdida esperada. El efecto sobre los Estados Financieros Consolidados de ENDESA de la aplicación del nuevo modelo de pérdida esperada para calcular el deterioro de valor de los activos financieros, a la fecha de primera aplicación, sería como sigue:

Millones de Euros	
Estado de Situación Financiera Consolidado	1 de enero de 2018
Activo no Corriente	2
Activos Financieros no Corrientes	(11)
Activos por Impuesto Diferido	13
Activo Corriente	(42)
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	(23)
Activos Financieros Corrientes	(19)
Total Activo	(40)
Patrimonio Neto	(40)
De la Sociedad Dominante	(40)
De los Intereses Minoritarios	—
Total Patrimonio Neto y Pasivo	(40)

Contabilidad de coberturas: ENDESA ha optado por acogerse a la aplicación prospectiva de la contabilidad de coberturas de modo que su adopción no tendrá impacto en los Estados Financieros Consolidados en la fecha de primera aplicación.

→ Refinanciación de deuda financiera: ENDESA ha evaluado el impacto que supondría el tratamiento contable de las refinanciaciones que no han supuesto una baja del pasivo financiero, conforme a lo contemplado en las Modificaciones de la NIIF 9 «Características de Cancelación Anticipada con Compensación Negativa» emitida por el Consejo de Normas Internacionales de Información Financiera (IASB), y pendiente de convalidar por la Unión Europea, sin que ello suponga un impacto significativo.

c) Normas e interpretaciones aprobadas por la Unión Europea, cuya primera aplicación se producirá en 2019

Normas, Modificaciones a Normas e Interpretaciones	Aplicación Obligatoria: Ejercicios Iniciados a Partir de
NIIF 16 «Arrendamientos».	1 de enero de 2019

La Dirección de ENDESA está evaluando el impacto de la aplicación de esta Norma no habiéndose concluido dicho análisis a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas.

NIIF 16 «Arrendamientos»

La NIIF 16 «Arrendamientos» establece que un arrendatario reconocerá un activo por derecho de uso, que representa el derecho a usar el activo subyacente, y un pasivo por arrendamiento, que representa la obligación de realizar los pagos por arrendamiento durante el plazo del mismo, a excepción de los contratos de arrendamientos a corto plazo y en los que el activo subyacente sea de bajo valor. Desde el punto de vista del arrendador, esta Norma no introduce cambios significativos, debiendo clasificar sus contratos como un arrendamiento financiero o un arrendamiento operativo.

La Norma permite 3 alternativas de transición para el primer ejercicio de aplicación:

- a) Retrospectiva completa aplicando la NIC 8 «Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores» y re-expresando el periodo comparativo como si la Norma se hubiera aplicado a los contratos desde su inicio (*Alternativa 1*);
- b) Retrospectiva con modificaciones, que supone no re-expresar el periodo comparativo y presentar el efecto acumulado de la aplicación inicial de la Norma en la fecha de primera aplicación, registrando el activo por el mismo valor que el pasivo (*Alternativa 2*).

- c) Retrospectiva con modificaciones, que supone no re-expresar el periodo comparativo y presentar el efecto acumulado de la aplicación inicial de la Norma en la fecha de primera aplicación, registrando el activo como si la Norma se hubiera aplicado a los contratos desde su inicio (*Alternativa 3*).

Para evaluar el potencial impacto que la adopción de la NIIF 16 «Arrendamientos» tendrá sobre los Estados Financieros Consolidados, el trabajo que está desarrollando ENDESA comprende las siguientes tareas:

- Análisis de los contratos de arrendamiento formalizados por la entidad, al objeto de determinar si quedan sujetos al alcance de la NIIF 16 «Arrendamientos». Dicho análisis incluye, no sólo los contratos en los que ENDESA actúa como arrendatario, sino también aquellos en los que la posición es de arrendador (véanse Notas 9.1 y 9.2).
- Análisis de los contratos de arrendamiento que pudieran acogerse a la excepción de no aplicación de esta Norma por corresponder a contratos con vencimiento inferior a 12 meses o que tienen por objeto activos de bajo valor individual (inferior a 5.000 dólares estadounidenses (USD)).
- Realización de un inventario de los contratos de arrendamiento formalizados por la entidad vigentes a 31 de diciembre de 2017 y con vencimiento superior a 1 de enero de 2019 (véanse Notas 9.1 y 9.2).
- Estimación de los plazos de arrendamiento, en función del periodo no cancelable y de los periodos cubiertos por las opciones de renovación cuyo ejercicio sea potestad de ENDESA y se considere razonablemente cierto.
- Análisis del impacto de la Norma en los ratios financieros y «covenants» para proceder, en su caso, a la renegociación de los mismos.
- Revisión de los procesos y sistemas, incluyendo también el de control interno, con el fin de determinar la herramienta más adecuada para la gestión de la información necesaria para la aplicación de la nueva Norma así como de los desgloses requeridos en las Cuentas Anuales Consolidadas.

A la fecha de formulación de estos Estados Financieros Consolidados, ENDESA, que ha optado por no aplicar anticipadamente la NIIF 16 «Arrendamientos», está evaluando las *Alternativas 2 y 3* de transición a aplicar en la fecha de primera aplicación así como las soluciones prácticas que permite la Norma.

Por tanto, ENDESA no ha finalizado todavía el análisis del posible efecto que pudiera tener la NIIF 16 «Arrendamientos» y la cuantificación definitiva del impacto por la primera aplicación de esta Norma finalizará en el ejercicio 2018. Si bien, conforme al análisis preliminar realizado y para los contratos vigentes a 31 de diciembre de 2017, a la fecha de formulación de estos Estados Financieros Consolidados los impactos esperados de la adopción de la NIIF 16 «Arrendamientos» se resumen como figura a continuación:

→ Como consecuencia del reconocimiento de los derechos de uso originados por los contratos de arrendamiento catalogados como operativos y previsiblemente vigentes a 1 de enero de 2019, se espera un incremento en el Activo no Corriente del Estado de Situación Financiera Consolidado que, a 31 de diciembre de 2017, ascendería a un importe comprendido aproximadamente entre un 0,46% y un 0,56% del Total Activo del Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2017.

→ Como consecuencia del reconocimiento de las obligaciones de pago futuras relativas a dichos contratos de arrendamiento se espera también un incremento en el Pasivo no Corriente y Corriente del Estado de Situación Financiera Consolidado por un importe aproximadamente igual a un 0,56% del Total Patrimonio Neto y Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2017.

→ Si la opción de transición finalmente adoptada es la correspondiente a la Alternativa 3, adicionalmente a lo indicado en los párrafos anteriores, se espera un decremento de las Reservas que supondría, aproximadamente, un 0,32% del Patrimonio Neto del Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2017.

→ El gasto referente a los contratos de arrendamiento operativo por importe de 35 millones de euros en el ejercicio 2017, registrado actualmente en el epígrafe «Otros Gastos Fijos de Explotación» del Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 28), pasará a registrarse en el epígrafe «Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro» del Estado del Resultado Consolidado, por la amortización de los derechos de uso, y en el epígrafe «Gasto Financiero» del Estado del Resultado Consolidado, por el devengo del pasivo financiero.

d) Normas e interpretaciones emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Información Financiera (IASB), pendientes de aprobación por la Unión Europea

El Consejo de Normas Internacionales de Información Financiera (IASB) ha aprobado las siguientes Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) que pudieran afectar a ENDESA y están pendientes de aprobación por parte de la Unión Europea en la fecha de formulación de las presentes Cuentas Anuales Consolidadas:

Normas, Modificaciones a Normas e Interpretaciones	Aplicación Obligatoria: ¹ Ejercicios Iniciados a Partir de
NIIF 14 «Diferimiento de Actividades Reguladas».	1 de enero de 2016 ²
Modificaciones a la NIIF 2 «Clasificación y Valoración de las Transacciones con Pagos Basados en Acciones».	1 de enero de 2018
Modificaciones a la NIIF 10 «Estados Financieros Consolidados» y NIC 28 «Inversiones en Asociadas y en Negocios Conjuntos»: Venta o Aportación de Activos entre el Accionista y su Asociada o Negocio Conjunto.	Pospuesto indefinidamente
NIIF 17 «Contratos de Seguro».	1 de enero de 2021
Mejoras Anuales de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), Ciclo 2014 – 2016. Destinadas a subsanar una serie de problemas derivados de posibles incoherencias en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) o de la necesidad de una formulación más clara, modificando las siguientes Normas: – NIIF 1 «Adopción por Primera Vez de las Normas Internacionales de Información Financiera». – NIIF 12 «Revelación de Participaciones en otras Entidades». – NIC 28 «Inversiones en Entidades Asociadas y Negocios Conjuntos».	1 de enero de 2017 (NIIF 12) y 1 de enero de 2018 (NIIF 1 y NIC 28)
CINIIF 22 «Transacciones en Moneda Extranjera y Anticipos».	1 de enero de 2018
Modificaciones a la NIC 40 «Transferencias de Inversiones Inmobiliarias».	1 de enero de 2018
CINIIF 23 «La Incertidumbre frente a los Tratamientos del Impuesto a las Ganancias».	1 de enero de 2019
Modificaciones a la NIIF 9 «Instrumentos Financieros»: Características de Cancelación Anticipada con Compensación Negativa.	1 de enero de 2019
Modificaciones a la NIC 28 «Inversiones en Asociadas y en Negocios Conjuntos»: Intereses a Largo Plazo en Asociadas y Negocios Conjuntos.	1 de enero de 2019
Mejoras Anuales de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), Ciclo 2015 – 2017. Destinadas a subsanar una serie de problemas derivados de posibles incoherencias en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) o de la necesidad de una formulación más clara, modificando las siguientes Normas: – NIIF 3 «Combinaciones de Negocios» y NIIF 11 «Acuerdos Conjuntos»: Intereses Mantenedos Previamente en una Operación Conjunta. – NIC 12 «Impuesto sobre las Ganancias»: Consecuencias Fiscales sobre Pagos de Instrumentos Financieros Clasificados como Patrimonio. – NIC 23 «Costes por Intereses».	1 de enero de 2019

¹ Si se adoptase sin cambios por la Unión Europea.

² Proceso de adopción paralizado por la Unión Europea.

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, la Dirección de ENDESA está evaluando el impacto que la aplicación de las Normas tendría, si fueran finalmente convalidadas por la Unión Europea, sobre los Estados Financieros Consolidados de ENDESA.

En base a los análisis realizados hasta la fecha, ENDESA estima que su aplicación inicial no tendrá impacto significativo sobre sus Estados Financieros Consolidados.

2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estas Cuentas Anuales Consolidadas es responsabilidad de los Administradores de la Sociedad Dominante, que manifiestan expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

En la preparación de estas Cuentas Anuales Consolidadas se han utilizado determinadas estimaciones realizadas por la Dirección de ENDESA para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellas. Básicamente, estas estimaciones se refieren a:

- La valoración de activos para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos (véase Nota 3e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados y las fechas y condiciones de salida de los empleados afectados por los expedientes de regulación de empleo y los acuerdos de suspensión de contratos (véanse Notas 3k.1, 3k.2, 17.1 y 17.2).
- La vida útil de los activos materiales e intangibles (véanse Notas 3a y 3d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (véanse Notas 3g y 19.6).
- La energía suministrada a clientes no medida en contadores (véanse Notas 3ñ y 13).
- Determinadas magnitudes del Sistema Eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, incentivos de la actividad de distribución, etc. que permiten estimar la liquidación global del Sistema Eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, y que podría afectar a los saldos de activo, pasivo, ingresos y gastos relacionados con la actividad sectorial del Sistema Eléctrico (véase Nota 4).
- La interpretación de la normativa existente o de nueva normativa relacionada con la regulación del Sector Eléctrico cuyos efectos económicos definitivos vendrán determinados finalmente por las resoluciones de los organismos competentes, algunas de las cuales están pendientes de emitirse en la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas (véase Nota 4).
- La probabilidad de ocurrencia y el importe de los activos o pasivos de importe incierto o contingentes (véanse Notas 3k y 17.3).
- Los costes futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos (véanse Notas 3a, 3b, 3d, 3k.4 y 17.3).
- Las hipótesis utilizadas para la valoración de los activos por impuestos diferidos y créditos fiscales (véanse Notas 3n y 22.1).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades de ENDESA que se declararán ante las autoridades tributarias en el futuro y que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con el Impuesto sobre Sociedades en las Cuentas Anuales Consolidadas adjuntas (véanse Notas 3n, 22 y 32).

A pesar de que estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas sobre los hechos analizados, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos ejercicios, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de

estimación en las correspondientes Cuentas Anuales Consolidadas futuras.

2.3. Sociedades Dependientes

Son Sociedades Dependientes aquéllas en las que la Sociedad Dominante controla, directa e indirectamente, tiene poder sobre la participada, está expuesta a sus rendimientos variables, o tiene derechos que le otorgan la capacidad de dirigir las actividades relevantes de esa participada. En este sentido, se entiende que una sociedad está expuesta a los rendimientos variables de una participada cuando éstos varían en función de la evolución económica de la misma y puede ejercer su poder para influir sobre los rendimientos variables.

La existencia de control se deriva de los derechos sustantivos mantenidos sobre la participada, para lo cual, la Dirección de ENDESA aplica su juicio para evaluar si dichos derechos sustantivos le aportan el poder para dirigir las actividades relevantes de la participada con el objetivo de afectar a sus retornos. Para ello, se tienen en cuenta todos los hechos y circunstancias concurrentes a la hora de evaluar si controla o no una participada, analizando factores tales como contratos con terceras partes, derechos derivados de otros acuerdos contractuales, así como derechos de voto reales y potenciales, considerándose a estos efectos los derechos de voto potenciales en poder de ENDESA o de terceros ejercitables o convertibles en la fecha de cierre contable.

Cuando se producen hechos que afectan al poder sobre la participada, la exposición a los rendimientos variables por la implicación continuada, o la capacidad de utilizar el poder sobre la participada para influir en el importe de los rendimientos, se reevalúa la existencia de control sobre la citada participada.

Las Sociedades Dependientes se consolidan por integración global tal y como se describe en la Nota 2.7.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, ENDESA no posee Entidades Estructuradas que, según define la NIIF 12 «Revelación de Participaciones en otras Entidades», hayan sido diseñadas de modo que los derechos de voto y otros derechos

similares no son el factor primordial a la hora de definir el control.

En el Anexo I de estas Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan las Sociedades Dependientes de ENDESA a 31 de diciembre de 2017 y 2016.

2.3.1. Variaciones del perímetro de consolidación

En el Anexo III de estas Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan las incorporaciones, exclusiones y variaciones en los porcentajes de participación sobre las Sociedades Dependientes durante el ejercicio 2017.

A continuación se detallan las variaciones del perímetro de consolidación producidas en los ejercicios 2017 y 2016.

Ejercicio 2017

Incorporaciones

Con fecha 31 de mayo de 2017 ENDESA Red, S.A.U. ha adquirido el 52,54% del capital social de Eléctrica de Jafre, S.A., por un precio de un millón de euros. ENDESA previamente poseía una participación del 47,46% del capital social de esta sociedad de forma indirecta, a través de Hidroeléctrica de Cataluña, S.L.U., por lo que, como resultado de esta transacción, la participación final de ENDESA en Eléctrica de Jafre, S.A. es del 100% (véanse Notas 2.4, 5.2 y 11.1):

	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2017		Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2016	
	Control	Económico	Control	Económico
Eléctrica de Jafre, S.A.	100,00	100,00	47,46	47,46

Los impactos de esta operación se detallan en la Nota 5.2.

Como consecuencia de la adjudicación, en las subastas de renovables celebradas el 17 de mayo de 2017 y 26 de julio de 2017, de 540 MW eólicos y 339 MW fotovoltaicos, respectivamente (véase Nota 4), se han adquirido/constituido las siguientes sociedades:

	Fecha	Transacción	Tecnología	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2017	
				Control	Económico
Explotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna, S.A.	2 de noviembre de 2017	Constitución	Eólica	51,00	51,00
Seguidores Solares Planta 2, S.L.U.	23 de noviembre de 2017	Adquisición	Fotovoltaica	100,00	100,00
Baylio Solar, S.L.U.	15 de diciembre de 2017	Adquisición	Fotovoltaica	100,00	100,00
Dehesa de los Guadalupes Solar, S.L.U.	15 de diciembre de 2017	Adquisición	Fotovoltaica	100,00	100,00
Furatena Solar 1, S.L.U.	15 de diciembre de 2017	Adquisición	Fotovoltaica	100,00	100,00

Los impactos de estas operaciones se detallan en la Nota 5.3.

Exclusiones

Con fecha 4 de agosto de 2017 ha quedado inscrita en el Registro Mercantil la extinción de las sociedades dependientes Minas de Estercuel, S.A. (en Liquidación) y Minas Gargallo, S.L. (en Liquidación) en las que ENDESA mantenía una participación de control del 99,65% y 99,91%, respectivamente. Las magnitudes económicas de estas compañías no eran significativas.

Durante el ejercicio 2017 se realizaron las siguientes operaciones de fusión entre Sociedades Dependientes:

Sociedad Absorbente	Fecha Efectiva de Fusión	Sociedades Absorbidas	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2016 (Sociedad Absorbida)	
			Control	Económico
ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)	6 de noviembre de 2017	Serra do Moncoso–Cambás, S.L.U.	100,00	100,00
		Parque Eólico Aragón, S.L.U.	100,00	100,00

Con fecha 28 de diciembre de 2017 se ha vendido la participación en el 60% del capital social de Nueva Marina Real Estate, S.L. La salida del perímetro de consolidación ha supuesto la disminución de 19 millones de euros en el Activo no Corriente, 1 millón de euros en el Activo Corriente y 2 millones de euros en Intereses Minoritarios (véase Nota 15.2), 6 millones de euros en el Pasivo no Corriente y 19 millones de euros en el Pasivo Corriente. El resultado bruto generado por la venta de esta participación ha ascendido a 9 millones de euros (véase Nota 31).

centajes de participación de control y económico en las sociedades del perímetro de consolidación:

Variaciones del Perímetro de Consolidación	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2017		Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2016	
	Control	Económico	Control	Económico
Productor Regional de Energía Renovable, S.A.U.	100,00	100,00	85,00	85,00
Productor Regional de Energías Renovables III, S.A.U.	100,00	100,00	82,89	82,89

Variaciones

Durante el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017 se han producido las siguientes variaciones en los por-

Las transacciones, que no han tenido impacto en el Estado del Resultado Consolidado, han supuesto un efecto en el Patrimonio Neto por importe de 3 millones de euros.

Ejercicio 2016

Incorporaciones

Como consecuencia de la operación de compra del 60% de la participación en el capital social de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) realizada con fecha 27 de julio de 2016 y que supuso la toma de control de esta Sociedad frente a la influencia significativa que mantenía hasta el momento (véanse Notas 2.4, 5.4 y 11.1), se produjo el alta en el perímetro de consolidación del 100% de la participación en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) así como de las participaciones controladas por ésta.

En el Anexo IV de estas Cuentas Anuales Consolidadas se detallan las participaciones societarias de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) a la fecha de adquisición.

Asimismo, con fecha 28 de julio de 2016 ENDESA adquirió la totalidad del capital social de Eléctrica del Ebro, S.A.U. lo que supuso el alta en el perímetro de consolidación de esta sociedad y de su filial Energía Eléctrica del Ebro, S.A.U. (en Liquidación) (véase Nota 5.5).

Los impactos de estas operaciones se detallan en las Notas 5.4 y 5.5.

Exclusiones

Con fecha 29 de diciembre de 2016, se vendieron las participaciones en el 64,07% del capital social de Energía de La Loma, S.A. y el 68,42% del capital social de Energías de la Mancha Eneman, S.A., previamente adquiridas el 27 de julio de 2016 en el marco de la toma de control de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) (véase Nota 5.4). El resultado generado por esta operación no ha sido significativo.

Las magnitudes económicas de estas compañías no eran significativas.

Variaciones

Durante el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2016 se produjeron las siguientes variaciones en los porcen-

tajes de participación de control y económico en las sociedades del perímetro de consolidación:

Variaciones del Perímetro de Consolidación ¹	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2016		Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2015	
	Control	Económico	Control	Económico
ENDESA Generación Portugal, S.A.	100,00	100,00	99,40	99,40
Hidromondego – Hidroeléctrica do Mondego, Lda	100,00	100,00	100,00	99,94

¹ Como consecuencia de la operación de compra del 60% de la participación en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) (véase Nota 5.4).

2.3.2. Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%

Aunque ENDESA posee una participación superior al 50% en la Asociación Nuclear Ascó–Vandellós II, A.I.E., tiene la consideración de «Sociedad de Operación Conjunta» (véase Nota 2.5) ya que ENDESA, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, ejerce control conjunto con el otro participante y tiene derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos de la misma.

2.4. Sociedades Asociadas

Se consideran Sociedades Asociadas aquellas en las que la Sociedad Dominante, directa o indirectamente, ejerce una influencia significativa. La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de explotación de una entidad, sin que suponga la existencia de control o de control conjunto sobre la misma.

En la evaluación de la existencia de influencia significativa se consideran los derechos de voto potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre contable, teniendo en cuenta, igualmente, los derechos de voto potenciales poseídos por ENDESA o por otra entidad.

Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en los que ENDESA posee una participación superior al 20%.

Las Sociedades Asociadas se integran en las Cuentas Anuales Consolidadas adjuntas por el método de participación, tal y como se describe en la Nota 3h.

En el Anexo II de estas Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan las Sociedades Asociadas de ENDESA a 31 de diciembre de 2017 y 2016.

En el Anexo III de estas Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan las incorporaciones, exclusiones y variaciones en los porcentajes de participación sobre las Sociedades Asociadas durante el ejercicio 2017.

Ejercicio 2017

Incorporaciones

Durante el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017 no se ha producido la incorporación de ninguna Sociedad Asociada al perímetro de consolidación.

Exclusiones

Como consecuencia de la obtención del control de Eléctrica de Jafre, S.A. esta participación ha pasado a ser Sociedad Dependiente (véanse Notas 2.3, 5.2 y 11.1).

Variaciones

Durante el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017 no se han producido otras variaciones en los porcentajes de participación económico y de control de las Sociedades Asociadas.

Ejercicio 2016

Incorporaciones

Como consecuencia de la operación de toma de control de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) descrita en la

Nota 5.4 se han incorporado también sus Sociedades Asociadas. En el Anexo IV de estas Cuentas Anuales Consolidadas se detallan las Sociedades Asociadas que formaban parte de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) a la fecha de adquisición.

Exclusiones

Como consecuencia de la obtención del control de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) esta participación pasó a ser Sociedad Dependiente (véanse Notas 2.3, 5.4 y 11.1).

Con fecha 30 de diciembre de 2016, quedó inscrita la extinción de Enerlasa, S.A. (en Liquidación). Las magnitudes de esta compañía no eran significativas.

Variaciones

Durante el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2016 no se produjeron otras variaciones en los porcentajes de participación económico y de control de las Sociedades Asociadas.

2.5. Acuerdos Conjuntos

Un Acuerdo Conjunto es aquel que otorga a 2 o más partes un control conjunto, y para el que las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de todas las partes que comparten el control.

Estos Acuerdos Conjuntos pueden ser una Operación Conjunta o un Negocio Conjunto, dependiendo de los derechos y obligaciones de las partes involucradas en el Acuerdo.

Para determinar el tipo de Acuerdo Conjunto que se deriva de un acuerdo contractual en la fecha de cierre contable, la Dirección evalúa la estructura y contenido legal del acuerdo, los términos acordados por las partes, así como otros hechos y factores relevantes. En el caso de que se produzcan cambios en los elementos contractuales de un Acuerdo Conjunto, se reevalúan estos hechos y factores relevantes.

2.5.1. Operaciones Conjuntas

Se consideran Operaciones Conjuntas aquellas sociedades sobre las que existe un Acuerdo Conjunto por el que ENDESA y el resto de partícipes tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos.

Las Operaciones Conjuntas se consolidan integrando proporcionalmente los activos y pasivos afectos a la mencionada operación tal y como se describe en la Nota 2.7.

En los Anexo I y III de estas Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan las Operaciones Conjuntas de ENDESA a 31 de diciembre de 2017 y 2016 y las modificaciones durante el ejercicio 2017, respectivamente.

Ejercicio 2017

Incorporaciones

Durante el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017 no se ha producido la incorporación de ninguna sociedad de Operación Conjunta al perímetro de consolidación.

Exclusiones

Con fecha 30 de junio de 2017, ENDESA ha vendido las participaciones mantenidas en las siguientes sociedades:

Exclusiones al Perímetro de Consolidación	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2017		Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2016	
	Control Económico	Control Económico	Control Económico	Control Económico
Aquila Solar, S.L.	—	—	50,00	50,00
Cefeidas Desarrollo Solar, S.L.	—	—	50,00	50,00
Cephei Desarrollo Solar, S.L.	—	—	50,00	50,00
Desarrollo Photosolar, S.L.	—	—	50,00	50,00
Fotovoltaica Insular, S.L.	—	—	50,00	50,00
Sol de Media Noche Fotovoltaica, S.L.	—	—	50,00	50,00

Como resultado de la venta de estas sociedades se han dado de baja activos del Inmovilizado Material por importe

de 7 millones de euros (véase Nota 6) y Activos Intangibles por importe de un millón de euros (véase Nota 8). El resto de magnitudes económicas de estas sociedades no eran significativas. El resultado bruto generado por la venta de estas participaciones ha ascendido a 4 millones de euros (véase Nota 31).

Variaciones

Durante el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017 no se han producido variaciones en los porcentajes de participación de control y económico.

Ejercicio 2016

Durante el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2016 no se produjo la incorporación de ninguna sociedad de Operación Conjunta al perímetro de consolidación, ni se produjeron salidas del perímetro ni variaciones en los porcentajes de participación de control y económico.

2.5.2. Negocios Conjuntos

Se consideran Negocios Conjuntos aquellas sociedades sobre las que existe un Acuerdo Conjunto por el que ENDESA y el resto de los partícipes tienen derecho sobre los activos netos.

Los Negocios Conjuntos se integran en las Cuentas Anuales Consolidadas por el método de participación, tal y como se describe en la Nota 3h.

En los Anexos II y III de estas Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan los Negocios Conjuntos de ENDESA a 31 de diciembre de 2017 y 2016 y las variaciones durante el ejercicio 2017, respectivamente.

Ejercicio 2017

Durante el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017 no se han producido variaciones en los Negocios Conjuntos de ENDESA.

Ejercicio 2016

Incorporaciones

Como consecuencia de la operación de adquisición de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) descrita en la Nota 5.4, se dieron de alta los Negocios Conjuntos indicados en el Anexo IV de estas Cuentas Anuales Consolidadas.

Exclusiones

El 24 de mayo de 2016 se vendió a ENEL Investment Holding B.V. la siguiente participación (véase Nota 11.1):

Exclusiones al Perímetro de Consolidación	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2016		Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2015	
	Control	Económico	Control	Económico
ENEL Insurance N.V.	—	—	50,00	50,00

Variaciones

Durante el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre 2016 se produjeron las siguientes variaciones en los porcentajes de participación de control y económico en las sociedades del perímetro de consolidación:

Variaciones del Perímetro de Consolidación ¹	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2016		Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2015	
	Control	Económico	Control	Económico
Carbopego – Abastecimientos de Combustiveis, S.A.	50,00	50,00	50,00	49,99
Elecgas, S.A.	50,00	50,00	50,00	49,70
Pegop – Energía Eléctrica, S.A.	50,00	50,00	50,00	49,99

¹ Como consecuencia de la operación de compra del 60% de la participación en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) (véase Nota 5.4).

Asimismo, con fecha 30 de marzo de 2016, ENDESA adquirió acciones representativas del 4,86% del capital social de Tejo Energia – Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A. (véase Nota 11.1):

Variaciones al Perímetro de Consolidación	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2016		Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2015	
	Control	Económico	Control	Económico
Tejo Energia – Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	43,75	43,75	38,89	38,89

2.6. Otras participaciones

Las magnitudes económicas de las sociedades participadas por ENDESA que no tienen la consideración de Sociedades Dependientes, Sociedades de Operación Conjunta, Negocios Conjuntos o Sociedades Asociadas presentan un interés desdeñable respecto a la imagen fiel que deben expresar las Cuentas Anuales Consolidadas.

2.7. Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las Sociedades Dependientes se consolidan desde la fecha de adquisición, que es aquella en la que ENDESA obtiene efectivamente el control de las mismas, por el método de integración global, integrándose en las Cuentas Anuales Consolidadas la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones realizadas dentro de ENDESA.

Los resultados de las Sociedades Dependientes adquiridas o enajenadas durante el ejercicio se incluyen en el Estado del Resultado Consolidado desde la fecha efectiva de adquisición o hasta la fecha efectiva de enajenación, según corresponda.

Las Sociedades de Operación Conjunta se consolidan por el método de integración proporcional, integrándose en las Cuentas Anuales Consolidadas la parte proporcional de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo, en función del porcentaje de participación de ENDESA en dichas sociedades, una vez realizados los ajustes y eliminacio-

nes correspondientes de las operaciones realizadas dentro de ENDESA.

La consolidación de las operaciones de la Sociedad Dominante y de las Sociedades Dependientes se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

- En la fecha de adquisición, los activos, pasivos y pasivos contingentes de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para determinados activos y pasivos que se valoran siguiendo los principios de valoración establecidos en las Normas. Si este valor razonable se determina de forma provisional, el valor de la combinación de negocios se reconoce por sus valores provisionales. Cualquier ajuste derivado de la finalización del proceso de valoración se realiza en el plazo de 12 meses posterior a la combinación de negocios, con la consecuente re-expresión de las cifras comparativas. En el caso de que exista una diferencia positiva entre el coste de adquisición de la sociedad filial y el valor razonable de los activos y pasivos de la misma, incluyendo pasivos contingentes, correspondientes a la participación de la matriz, esta diferencia es registrada como fondo de comercio. En el caso de que la diferencia sea negativa, ésta se registra con abono al Estado del Resultado Consolidado. Los costes relacionados con la adquisición se reconocen como gasto a medida que se incurrir.
- Cualquier contraprestación contingente derivada de una combinación de negocios, se reconoce a valor razonable en la fecha de adquisición. La obligación de pago derivada de una contraprestación contingente se reconoce en el Pasivo o Patrimonio Neto en el Estado de Situación Financiera Consolidado, según cumpla con la definición de estas partidas descrita en la NIC 32 «Instrumentos Financieros: Presentación». El derecho de cobro relacionado con una contraprestación contingente derivado de la devolución de contraprestaciones previamente transferidas, se reconoce como un Activo en el Estado de Situación Financiera Consolidado.
- El valor de la participación de los Intereses Minoritarios en el valor razonable de los activos netos adquiridos y en los resultados de las Sociedades Dependientes consolidadas por integración global se presenta, respectivamente, en los epígrafes «Patrimonio Neto: De los Intereses Minoritarios» del Estado de Situación Financiera Consolidado e «Intereses Minoritarios» del Estado de otro Resultado Global Consolidado.

→ La conversión de los Estados Financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del euro se realiza del siguiente modo:

- > Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de las Cuentas Anuales Consolidadas.
- > Las partidas de los Estados del Resultado utilizando el tipo de cambio medio del ejercicio.
- > El Patrimonio Neto se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición, o al tipo de cambio medio del ejercicio de su generación, tanto en el caso de los resultados acumulados como de las aportaciones realizadas, según corresponda.

Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los Estados Financieros se registran netas de su efecto fiscal en el epígrafe «Diferencias de Conversión» en el Estado de otro Resultado Global Consolidado: Otro Resultado Global.

Las diferencias de conversión generadas con anterioridad a 1 de enero de 2004 fueron traspasadas a reservas al haberse acogido la Sociedad en la primera aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) a la excepción prevista para la conversión de los Estados Financieros elaborados con principios y criterios contables españoles a Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

- Todos los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas por integración global se han eliminado en el proceso de consolidación, así como la parte correspondiente de las sociedades consolidadas por integración proporcional.
- Cuando se realiza una transacción por la que se pierde el control de una Sociedad Dependiente y se retiene una participación en dicha sociedad, el registro inicial de la participación retenida se realiza por el valor razonable de la participación en el momento de la pérdida de control. La diferencia entre el valor razonable de la contraprestación recibida en la operación, más el valor razonable de la inversión mantenida, más el valor en libros de las participaciones no controladas en la anterior subsidiaria y los activos y pasivos dados de baja del Estado de Situación Financiera Consolidado como consecuencia de

la pérdida de control de la sociedad previamente controlada se registra en el epígrafe «Resultado en Ventas de Activos» del Estado del Resultado Consolidado. Los importes reconocidos en Otro Resultado Global se contabilizan como si se hubieran enajenado los activos o pasivos relacionados.

→ Cuando se realiza una transacción por la que se adquiere el control de una sociedad en la que previamente se ostentaba una participación, el registro inicial de la participación anterior se realiza por el valor razonable en el momento de la toma de control. La diferencia entre dicho valor razonable y el valor en libros de la inversión mantenida previamente, se registra en el Estado del Resultado Consolidado. Los importes reconocidos en «Otro Resultado Global» se contabilizan como si se hubieran enajenado los activos y pasivos relacionados.

→ Si la transacción se realiza entre entidades o negocios bajo control común se analiza la sustancia económica de la combinación de negocios a efectos de determinar la asignación del valor razonable de los activos netos adquiridos.

→ Los cambios en la participación en las Sociedades Dependientes que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio ajustándose el importe en libros de las participaciones de control y de las participaciones de intereses minoritarios para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la subsidiaria. La diferencia que pueda existir entre el importe por el que se ajuste la participación de los intereses minoritarios y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida se reconoce directamente en el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante.

3. Normas de valoración

Las principales Normas de valoración utilizadas en la elaboración de las Cuentas Anuales Consolidadas adjuntas han sido las siguientes:

a) Inmovilizado material

a.1. Costes de adquisición

El inmovilizado material está valorado por su coste, neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Adicionalmente al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el coste también incluye en su caso, los siguientes conceptos:

→ Los gastos financieros devengados durante el periodo de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un periodo de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. La tasa de interés utilizada es la correspondiente a la financiación específica o, de no

existir, la tasa media de financiación de la sociedad que realiza la inversión. La tasa media de financiación en el ejercicio 2017 ha sido del 2,1% (2,5% en el ejercicio 2016). El importe activado por este concepto ha ascendido a 5 millones de euros en el ejercicio 2017 (6 millones de euros en el ejercicio 2016) (véase Nota 30).

→ Los gastos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los importes capitalizados por este concepto se registran en el Estado del Resultado Consolidado como gasto en el epígrafe «Gastos de Personal» y como ingreso en el epígrafe «Trabajos Realizados por ENDESA para su Activo». En el ejercicio 2017 el importe activado por este concepto ha ascendido a 98 millones de euros (98 millones de euros en el ejercicio 2016).

→ Los costes futuros a los que ENDESA deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, recogiendo la correspondiente provisión. ENDESA revisa anualmente su estimación sobre los mencionados costes futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación. En el caso de las centrales nucleares, esta provisión recoge el importe al que se estima que ENDESA deberá

hacer frente hasta el momento en el que, de acuerdo con el Real Decreto 1349/2003, de 31 de octubre, la Ley 24/2005, de 18 de noviembre, y la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, la entidad pública empresarial Empresa Nacional de Residuos Radioactivos, S.A. se haga cargo del desmantelamiento de estas centrales (véase Nota 17.3).

Los elementos adquiridos con anterioridad a 31 de diciembre de 2003 incluyen en el coste de adquisición, en su caso, las revalorizaciones de activos permitidas en los distintos países para ajustar el valor del inmovilizado material con la inflación registrada hasta esa fecha.

Las obras en curso se traspasan al inmovilizado material en explotación una vez finalizado el periodo de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su amortización.

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

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

Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación se imputan al Estado del Resultado Consolidado como coste del ejercicio en que se incurren.

Los activos indivisibles en los que ENDESA tiene la propiedad compartida con otros propietarios (comunidades de bienes) son registrados por la parte proporcional que le corresponde al mismo en dichos activos (véase Nota 6).

Los Administradores de la Sociedad Dominante, en base al resultado del test de deterioro explicado en la Nota 3e, consideran que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

a.2. Amortizaciones

El inmovilizado material, neto en su caso del valor residual del mismo si lo hubiere, se amortiza, a partir del momento en que se encuentra en condiciones de uso, distribuyendo linealmente el coste de los diferentes elementos

que lo componen entre los años de vida útil estimada que constituyen el periodo en el que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil se revisa cuando existen indicios de que pueda haber variado y, si procede, se ajusta de forma prospectiva.

A continuación se presentan los periodos de vida útil utilizados para la amortización de los activos:

	Intervalo de Años de Vida Útil Estimada	
	2017	2016
Instalaciones de Generación:		
Centrales Hidráulicas		
Obra Civil	100	65
Equipo Electromecánico	50	35
Centrales de Carbón	25-59	25-59
Centrales Nucleares	50	50
Centrales de Ciclo Combinado	40	40
Renovables		
Fotovoltaicas	30	20
Eólicas	30	25
Instalaciones de Transporte y Distribución		
Red de Baja y Media Tensión	40	40
Equipos de Medida y Telecontrol	6-15	6-15
Otras Instalaciones	25	25

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida.

Durante el ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017 se han realizado nuevos estudios técnicos sobre las vidas útiles de las centrales eólicas y fotovoltaicas contando, para ello, con fuentes de información internas y externas. Dichos estudios se basan en la mayor experiencia existente actualmente para plantas de características similares y en los desarrollos tecnológicos realizados desde su puesta en marcha y demuestran que, en unas condiciones adecuadas de explotación, aplicando unos planes específicos de mantenimiento predictivo que permitan anticipar el fallo en componentes principales no estructurales y realizando unas inversiones adecuadas, se podrán alcanzar, al menos, los 30 años de operación de estos aerogeneradores y plantas fotovoltaicas en condiciones seguras.

Conforme a ello, ENDESA ha modificado a partir del 1 de enero de 2017, con efectos prospectivos, las vidas útiles de los parques de generación eólica y fotovoltaica pasando de los 25 años y 20 años, respectivamente, que se venían estimando a 30 años.

El efecto que este cambio ha tenido en el Estado del Resultado Consolidado del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017 ha sido de un menor gasto por dotación a la amortización por importe de 21 millones de euros respecto al ejercicio anterior.

Asimismo, por lo que respecta a las plantas hidroeléctricas, ENDESA ha realizado nuevos estudios técnicos, internos y externos, sobre las vidas útiles de estas centrales basándose en la mayor experiencia existente actualmente en centrales hidroeléctricas de características técnicas similares, los cuales han demostrado que estas instalaciones, manteniendo unas adecuadas condiciones de explotación, programas de operación y mantenimiento e inversiones, pueden alcanzar una vida útil mayor a la establecida inicialmente, garantizando la seguridad en su funcionamiento de acuerdo a los requerimientos legales establecidos.

Conforme a dichos estudios, desde un punto de vista técnico se considera que la configuración de estas plantas junto con las inversiones recurrentes realizadas por ENDESA desde su puesta en operación y los planes de mantenimiento ejecutados a lo largo del tiempo, permiten que las centrales hidroeléctricas de ENDESA continúen generando energía de forma eficiente más allá de la vida útil estimada hasta ahora, pudiéndose alargar significativamente la misma.

En base a ello, ENDESA ha modificado la vida útil de sus centrales hidroeléctricas, pasando de los 65 años que se venían estimando para la obra civil y 35 años para el equipo electromecánico, a 100 años y 50 años, respectivamente, con el límite del plazo concesional. Dicho cambio se ha realizado a partir de 1 de enero de 2017 y tiene carácter prospectivo.

El efecto que estos cambios han tenido en el Estado del Resultado Consolidado del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017 ha sido de un menor gasto por dotación a la amortización por importe de 42 millones de euros respecto al ejercicio anterior.

a.3. Otros aspectos

De acuerdo con la Ley 29/1985, de 2 de agosto, modificada parcialmente por la Ley 46/1999, de 13 de diciembre, todas las centrales de producción hidroeléctricas españolas se hallan sujetas al régimen de concesión administrativa temporal. Según los términos de estas concesiones administrativas, a la terminación de los plazos establecidos las indicadas insta-

laciones revierten a la propiedad del Estado en condiciones de buen uso, estableciéndose, a 31 de diciembre de 2017, su plazo de reversión entre 2018 y 2067 (véase Nota 17.3). Estas instalaciones se amortizan en el plazo concesional o durante su vida económica, el menor de estos 2 periodos.

ENDESA ha evaluado las casuísticas específicas de dichas concesiones concluyéndose que, en ninguno de estos casos, se dan los factores determinantes para aplicar la CINI-IF 12: «Acuerdos de Concesión de Servicios» (véase Nota 3d.1).

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

Los beneficios o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de inmovilizado material se reconocen como resultados del ejercicio y se calculan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

b) Inversiones inmobiliarias

El epígrafe «Inversiones Inmobiliarias» recoge aquellos terrenos e inmuebles que se estima que no se recuperarán en el curso ordinario de los negocios que constituyen el objeto social de ENDESA.

Las inversiones inmobiliarias se valoran por su coste de adquisición neto de su correspondiente amortización acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado.

El valor de mercado de las inversiones inmobiliarias se ha calculado en base a valoraciones externas realizadas en el cuarto trimestre del ejercicio 2017 (véanse Notas 7.1 y 19.6.2).

A efectos de determinar el valor de mercado razonable de las inversiones inmobiliarias se solicitan valoraciones a expertos independientes reconocidos oficialmente que realizan su mejor estimación de valor teniendo en cuenta el mayor y mejor uso del inmueble conforme a su situación urbanística y al estado de conservación actual del mismo, en caso de construcciones.

Las inversiones inmobiliarias, excluidos los terrenos, se amortizan distribuyendo linealmente el coste de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil, que se estiman según los mismos criterios que los establecidos para el inmovilizado material.

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

Los beneficios o pérdidas que surgen en ventas o retiros de inversiones inmobiliarias se reconocen como resultados del ejercicio y se calculan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

c) Fondo de comercio

El fondo de comercio generado en la consolidación representa el exceso del coste de adquisición sobre la participación de ENDESA en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los contingentes identificables de una Sociedad Dependiente o controlada conjuntamente adquirida en la fecha de adquisición.

La valoración de los activos y pasivos adquiridos se realiza de forma provisional en la fecha de toma de control de la sociedad, revisándose la misma en el plazo máximo de un año a partir de la fecha de adquisición. Hasta que se determina de forma definitiva el valor razonable de los activos y pasivos, la diferencia entre el precio de adquisición y el valor contable de la sociedad adquirida se registra de forma provisional como fondo de comercio.

En el caso de que la determinación definitiva del fondo de comercio se realice en los Estados Financieros Consolidados del año siguiente al de la adquisición de la participación, las cuentas del ejercicio anterior que se presentan a efectos comparativos se modifican para incorporar el valor de los activos y pasivos adquiridos y del fondo de comercio definitivo desde la fecha de adquisición de la participación.

Los fondos de comercio surgidos en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta del euro se valoran en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose

la conversión a euros al tipo de cambio vigente a la fecha del Estado de Situación Financiera.

Los fondos de comercio no se amortizan, sino que se asignan a cada una de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs o UGE), o conjunto de ellas, y, al cierre de cada ejercicio contable, se procede a estimar si se ha producido en ellos algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un importe inferior al coste neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno saneamiento (véase Nota 3e).

A 31 de diciembre de 2017 el fondo de comercio reconocido en el Estado de Situación Financiera Consolidado se ha generado por la adquisición de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT), y por la toma de control en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) y Eléctrica del Ebro, S.A.U. (véanse Notas 5.1, 5.4 y 5.5).

d) Activos intangibles

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su coste de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su coste neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado. Los activos intangibles se amortizan linealmente en su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, que no se amortizan.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 no existen activos intangibles con vida útil indefinida.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores se explican en la Nota 3e.

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

Los beneficios o pérdidas que surgen en ventas o retiros de activos intangibles se reconocen como resultados del ejercicio y se calculan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

Como consecuencia del cambio de las vidas útiles de los parques de generación eólica y fotovoltaica (véase Nota 3a.2) se ha registrado un menor gasto por dotación a la amortización del activo intangible, correspondiente a las autorizaciones para la explotación de dichos parques eólicos, por importe de 13 millones de euros respecto del ejercicio anterior.

d.1. Concesiones

La CINIIF 12 «Acuerdos de Concesión de Servicios» proporciona guías para la contabilización de los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado. Esta interpretación contable se aplica en aquellas concesiones en las que:

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

De cumplirse, simultáneamente con las condiciones expuestas anteriormente, la contraprestación recibida por ENDESA por la construcción de la infraestructura se reconoce por el valor razonable de la misma, como un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio, o como un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero. Las obligaciones contractuales asumidas por ENDESA para el mantenimiento de la infraestructura durante su explotación, o por su devolución al cedente al final del acuerdo de concesión en las condiciones especificadas en el mismo, en la medida en que no suponga una actividad que genera ingresos, se reconoce siguiendo la política contable de provisiones (véase Nota 3k).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 ENDESA no tenía reconocido ningún activo intangible por sus acuerdos de concesión como consecuencia de la aplicación de la CINIIF 12 «Acuerdos de Concesión de Servicios».

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible. Durante los ejercicios 2017 y 2016 no se activaron gastos financieros.

Durante los ejercicios 2017 y 2016 no se ha realizado ninguna activación de gastos de personal.

Las concesiones se amortizan en el periodo de duración de la misma.

Los contratos de concesión no sujetos a la CINIIF 12 «Acuerdos de Concesión de Servicios» se reconocen siguiendo los criterios generales. En la medida en que ENDESA reconoce los activos como inmovilizado material (véase Nota 3a), éstos se amortizan durante el periodo menor entre la vida económica o el plazo concesional. Cualquier obligación de inversión, mejora o reposición asumida por ENDESA, se considera en los cálculos de deterioro de valor del inmovilizado como una salida de flujos futuros comprometidos de carácter contractual, necesarios para obtener las entradas de flujos de efectivo futuras. Si ENDESA tiene los activos cedidos en uso a cambio de una contraprestación, se aplican los criterios establecidos en la Nota 3f.

d.2. Gastos de investigación y desarrollo

ENDESA sigue la política de registrar como activo intangible en el Estado de Situación Financiera Consolidado los costes de los proyectos en la fase de desarrollo siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas.

Los gastos de desarrollo se amortizan durante su vida útil de acuerdo con un plan sistemático que, en la mayor parte de los casos, se estima en 5 años.

Los costes de investigación se registran como gasto en el Estado del Resultado Consolidado. El importe de estos costes en el Estado del Resultado Consolidado ha ascendido a 24 millones de euros en el ejercicio 2017 (16 millones de euros en el ejercicio 2016).

d.3. Otros activos intangibles

Estos activos corresponden fundamentalmente a:

- Programas informáticos, que se reconocen inicialmente por su coste de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su coste neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado. Se amortizan en su vida útil, que, en la mayor parte de los casos, se estima en 5 años. Durante los ejercicios 2017 y 2016 se han activado 37 millones de euros y 19 millones de euros de gastos de personal, respectivamente.
- Carteras de clientes adquiridos mediante combinación de negocios, que se reconocen inicialmente por su valor razonable en la fecha de adquisición. Posteriormente, se valoran a su coste neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado. El método de amortización de las mencionadas carteras es decreciente a lo largo de su vida útil y oscila entre 15 años y 25 años en base a la disminución gradual esperada en dichas carteras.

e) Deterioro de valor de los activos no financieros

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

En el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) a las que se han asignado fondos de comercio o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recu-

perabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

e.1. Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs)

ENDESA considera que los activos del negocio de generación eléctrica, que pertenecen a un mismo sistema interconectado, y los del negocio de distribución eléctrica de cada país, que perciben una retribución conjunta, constituyen una Unidad Generadora de Efectivo (UGE). Las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) más significativas existentes a 31 de diciembre de 2017 y 2016 son las siguientes:

- Generación: Existe una Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de la generación de la Península Ibérica y otra Unidad Generadora de Efectivo (UGE) por cada uno de los Territorios No Peninsulares (TNP) (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla). Todos los activos del parque de generación de cada Unidad Generadora de Efectivo (UGE) se gestionan de forma conjunta, independientemente del tipo de tecnología (carbón, ciclo combinado, fuel, hidráulica, nuclear y renovable), en función de la disponibilidad de las centrales, la meteorología, la demanda y la necesidad de cubrir las restricciones técnicas del Sistema, entre otros aspectos. La gestión conjunta y la diversificación de la cartera de generación permite a ENDESA responder de forma elástica y flexible a las necesidades de la demanda mediante ofertas en distintos mercados, coordinados por un único representante y sujeto liquidador garantizando la seguridad del suministro. Asimismo, la toma de decisiones sobre las operaciones se realiza en función de la capacidad instalada de todo el parque de generación. Estas características hacen que la generación, en su conjunto, de cada uno de los ámbitos geográficos mencionados forme una Unidad Generadora de Efectivo (UGE).
- Distribución: Los activos de la red de distribución en España constituyen una única Unidad Generadora de Efectivo (UGE) dado que sus activos individuales no generan entradas de efectivo independientes. La red de distribución está formada por un conjunto de activos interrelacionados y dependientes entre sí cuyo desarrollo, operación y mantenimiento se gestionan de forma conjunta.

e.2. Cálculo del importe recuperable

El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable minorado por el coste necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste último el valor actual de los flujos de caja futuros estimados.

Para estimar el valor en uso, ENDESA prepara las previsiones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Dirección de ENDESA sobre los ingresos y costes de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) utilizando las previsiones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estas previsiones cubren los próximos 5 años y los flujos para los años futuros hasta el fin de la vida útil de los activos, o hasta el final de las concesiones, en su caso, tomando en consideración el valor residual, si lo hubiese, y aplicando tasas de crecimiento razonables basadas en las tasas medias de crecimiento a largo plazo y la inflación prevista para el sector y país del que se trate, que se toman como hipótesis para la realización de las proyecciones.

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

Las tasas de descuento aplicadas en los ejercicios 2017 y 2016 se encuentran en los siguientes rangos:

Moneda	31 de diciembre de 2017		31 de diciembre de 2016		
	Mínimo (%)	Máximo (%)	Mínimo (%)	Máximo (%)	
Generación	Euro	5,4	7,3	6,2	7,8
Distribución	Euro	5,5	7,2	5,9	8,1

Analizando los parámetros que componen las tasas de descuento de 2017, cabe destacar que la tasa libre de riesgo ha bajado significativamente, pasando del 2,20% en el ejercicio 2016 al 1,82% en el ejercicio 2017 y la prima de riesgo del

negocio, que representa el riesgo específico de los activos y se basa en las betas desapalancadas consideradas para empresas de actividad similar, se mantiene en línea tanto en los negocios liberalizados como en los negocios regulados.

Las tasas de crecimiento empleadas para extrapolar las proyecciones de los ejercicios 2017 y 2016 (tasa g) han sido las siguientes:

%	2017	2016
Tasa de Crecimiento	1,7	1,4

Estas tasas de crecimiento, que no superan la tasa media de crecimiento a largo plazo del sector y los mercados en los que ENDESA opera, se adecúan a la inflación a largo plazo de España, estando alineadas con las estimaciones del consenso del mercado.

El enfoque utilizado para asignar valor a las hipótesis clave consideradas ha tenido en consideración:

- Evolución de la demanda de energía eléctrica y de la demanda de gas: la estimación de crecimiento se ha calculado sobre la base de la previsión de incremento del Producto Interior Bruto (PIB) además de otros supuestos utilizados por ENDESA respecto a la evolución del consumo de electricidad y gas en estos mercados.
- Medidas regulatorias: una parte importante del negocio de ENDESA está regulado y sujeto a una normativa amplia y compleja, que podría ser objeto de modificación, bien mediante la introducción de nuevas leyes, bien por modificaciones de las ya vigentes de manera que las proyecciones contemplan la adecuada aplicación del conjunto de normas vigentes y aquellas otras que se encuentran actualmente en desarrollo y se prevé su vigencia durante el periodo proyectado.
- Hidraulicidad y eolicidad media: las proyecciones se realizan a partir de series históricas de las condiciones meteorológicas y proyectando, en base a éstas, un año medio. No obstante, y en especial para el primer año de proyección, se toma en consideración la situación hidráulica y eólica real del año precedente, ajustando en consecuencia el año medio.
- Capacidad instalada: en la estimación de la capacidad instalada de ENDESA se tienen en cuenta las instala-

- ciones existentes, así como los planes de incremento y cierre de capacidad. El plan de inversiones se actualiza de forma continua sobre la base de la evolución del negocio y de cambios en la estrategia de desarrollo de la actividad adoptada por la Dirección. En el ámbito de la generación se tienen en cuenta las inversiones necesarias para mantener la capacidad instalada en las condiciones adecuadas de operación, en la actividad de distribución se consideran las inversiones de mantenimiento, mejora y fortalecimiento de la red, así como la inversiones necesarias para llevar a cabo la implementación del plan de telegestión, y en la actividad de comercialización las inversiones necesarias para desarrollar la actividad de productos y servicios de valor añadido (PSVAs).
- Para la determinación del «mix» de producción se utilizan complejos modelos de proyección internos desarrollados específicamente y que tienen en cuenta factores tales como precios y disponibilidad de «commodities» (petróleo «Brent», gas, carbón, etc.), evolución prevista de la demanda, planes de obra o de entrada en producción de nueva potencia en las distintas tecnologías. Estos modelos están en constante modificación, tomando en cuenta las variaciones que se van produciendo en aspectos tales como disponibilidad del parque de producción, disponibilidad de combustibles o entrada de nuevas plantas en explotación, y arrojan señales de precio en el sistema, así como previsiones de costes de producción, a partir de los cuales se proyectan las producciones del parque de generación.
 - Las hipótesis de precios de venta y compra de energía se basan en complejos modelos de proyección internos desarrollados específicamente. El precio del «pool» previsto se estima considerando una serie de factores determinantes como son los costes y producciones de las distintas tecnologías y la demanda eléctrica, entre otros.
 - Los precios de comercialización de la electricidad y del gas se determinan sobre la base de los precios establecidos en los contratos de venta suscritos y de los precios a futuro de la energía.
 - Para la estimación de los costes de combustibles se toman en consideración los contratos de suministro existentes y se realizan proyecciones a largo plazo de precios de petróleo, gas o carbón, basadas en mer-

cados «forward» y estimaciones disponibles de analistas.

- Los costes fijos se proyectan considerando el nivel de actividad previsto, tanto en lo relativo a evolución de la plantilla como a otros costes de operación y mantenimiento, el nivel de inflación proyectado y los contratos de mantenimiento a largo plazo o de otro tipo existentes.
- Se consideran siempre fuentes externas (analistas, Organismos Oficiales nacionales o internacionales, etc.) como forma de contrastar las hipótesis relacionadas con el entorno macroeconómico tales como la evolución de precios, crecimientos de Producto Interior Bruto (PIB), demanda, inflación, tipos de interés y tipos de cambio, entre otras.

La experiencia pasada ha demostrado la fiabilidad y calidad de las proyecciones de la Sociedad, lo que permite basar las hipótesis clave en el histórico de información.

Durante el ejercicio 2017, las desviaciones observadas con respecto a las expectativas establecidas en las proyecciones utilizadas para realizar los test de deterioro a 31 de diciembre de 2016 no han sido significativas. Destacar que los flujos de caja generados en el año 2017 han sido similares a los previstos para dicho año en los test de deterioro realizados en el proceso de elaboración de las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2016.

A 31 de diciembre de 2017 ENDESA estima que cualquier cambio razonablemente posible en las hipótesis clave sobre las cuales se basa el importe recuperable no causaría que el importe en libros de los activos no financieros superase a su importe recuperable.

A 31 de diciembre de 2017 ENDESA ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad de los resultados del test de deterioro realizado de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) descritas a una variación de 50 puntos básicos en las tasas de descuento y de crecimiento consideradas. Los resultados de estos análisis de sensibilidad indican que ni una modificación desfavorable en los valores considerados para las tasas de descuento utilizadas ni en las tasas de crecimiento empleadas de 50 puntos básicos resultan en un deterioro de activos.

e.3. Registro de los deterioros de valor

En el caso de que el importe recuperable de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) sea inferior al valor neto en libros de los activos asociados a la misma se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia con cargo al epígrafe «Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro» del Estado del Resultado Consolidado, asignándose dicha provisión, en primer lugar, al valor del fondo de comercio asignado a la misma y, a continuación, a los demás activos de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE), prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costes de venta, su valor en uso y sin que pueda resultar un valor negativo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en ejercicios anteriores son revertidas cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su importe recuperable, aumentando el valor del activo con abono al Estado del Resultado Consolidado con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse realizado el saneamiento. En el caso del fondo de comercio, los saneamientos realizados no son reversibles.

f) Arrendamientos

Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos.

ENDESA evalúa el fondo económico de los contratos que otorgan el derecho de uso de determinados activos al objeto de determinar la existencia de arrendamientos implícitos. En estos casos, ENDESA separa al inicio del contrato, en función de sus valores razonables relativos, los pagos y contraprestaciones relativos al arrendamiento de los correspondientes al resto de elementos incorporados en el acuerdo.

Los arrendamientos financieros en los que ENDESA actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato registrando un activo según su naturaleza y un pasivo por el mismo importe e igual al valor razonable del bien arrendado, o bien al valor presente de los pagos mínimos por

el arrendamiento, si éste fuera menor. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se dividen entre carga financiera y reducción de la deuda. La carga financiera se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el periodo de arrendamiento, de forma que se obtiene un tipo de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. El activo se amortiza en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se amortiza en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

Las cuotas de arrendamiento operativo se reconocen como gasto de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

Las cuotas de arrendamiento contingente se registran como gasto cuando es probable que se vaya a incurrir en las mismas.

g) Instrumentos financieros

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

g.1. Inversiones financieras excepto derivados

A efectos de valoración, ENDESA clasifica sus inversiones financieras en el momento de su reconocimiento inicial, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (véanse Notas 3h y 11.1) y las mantenidas para la venta, en 4 categorías:

→ Préstamos y partidas a cobrar: Se registran a su coste amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método del tipo de interés efectivo. El método

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

- Inversiones a mantener hasta su vencimiento: Aquellas que ENDESA tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento se contabilizan al coste amortizado según se ha definido en el párrafo anterior. A 31 de diciembre de 2017 y 2016 ENDESA no tiene inversiones de esta naturaleza por importe significativo.
- Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados: Incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Figuran en el Estado de Situación Financiera Consolidado por su valor razonable y las fluctuaciones se registran en el Estado del Resultado Consolidado.
- Inversiones disponibles para la venta: Son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las 3 categorías anteriores (véase Nota 19.1.2). Estas inversiones figuran en el Estado de Situación Financiera Consolidado por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas, normalmente el valor de mercado no es posible determinarlo de forma fiable por lo que, cuando se da esta circunstancia, se valoran por su coste de adquisición o por un importe inferior si existe evidencia de su deterioro. Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran con cargo o abono al epígrafe «Estado de otro Resultado Global Consolidado: Otro Resultado Global» (véase Nota 15.1.6) hasta el momento en que se produce la enajenación de estas inversiones, momento en el que el importe acumulado en este epígrafe referente a dichas inversiones es imputado íntegramente al Estado del Resultado Consolidado. En caso de que el valor razonable sea inferior al coste de adquisición, si existe una evidencia objetiva de que el activo ha sufrido un deterioro que no pueda consi-

derarse temporal, la diferencia se registra directamente en el Estado del Resultado Consolidado.

Las compras y ventas de activos financieros se contabilizan utilizando la fecha de negociación.

Los criterios de deterioro de los activos financieros se describen en la Nota 3g.3.

g.2. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado se registra el efectivo en caja, depósitos a la vista y otras inversiones a corto plazo de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que no tienen riesgo de cambios en su valor.

Los descubiertos bancarios se reconocen en el Estado de Situación Financiera Consolidado como deuda financiera con entidades de crédito.

g.3. Deterioro del valor de los activos financieros

Para determinar la necesidad de realizar deterioro en los activos financieros se sigue el siguiente procedimiento:

- En el caso de los activos financieros que tienen origen comercial incluidos en la categoría «Préstamos y Cuentas a Cobrar», se provisionan los saldos sobre los que existe evidencia objetiva de que ENDESA no será capaz de recuperar todos los importes de acuerdo a los términos originales de los contratos. Con carácter general, las sociedades de ENDESA tienen definida una política de dotación de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, excepto en aquellas situaciones en que existe alguna singularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad, como puede ser el caso de los importes a cobrar vencidos con entidades públicas (véanse Notas 13 y 20.5).
- Para el caso de los activos financieros con origen financiero que se incluyen en las categorías «Préstamos y Cuentas a Cobrar» e «Inversiones Mantenido hasta el Vencimiento», la determinación de la necesidad de dete-

rioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, y se estima por diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de caja futuros descontados a la tasa de interés efectiva.

- Para el caso de las inversiones disponibles para la venta, los criterios de deterioro se detallan en la Nota 3g.1.

ENDESA reconoce la pérdida por deterioro de los activos financieros mediante el registro de una cuenta correctora. El valor contable se elimina contra la cuenta correctora cuando dicho deterioro se considera irreversible. La pérdida por deterioro de valor en cuentas a cobrar se reconoce como gasto en el epígrafe «Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro» del Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 29). En ejercicios posteriores será reversible hasta el límite del valor del coste amortizado que los activos tendrían de no haber sido deteriorados. Si el deterioro fuese irreversible, se elimina el valor contable del activo financiero contra la cuenta correctora de activo.

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas no existen activos financieros vencidos por importe significativo que no tengan origen comercial (véase Nota 20.5).

g.4. Pasivos financieros excepto derivados

Los pasivos financieros, que incluyen tanto la deuda financiera como los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar, se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costes incurridos en la transacción. En periodos posteriores estas obligaciones se valoran a su coste amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva (véase Nota 3g.1).

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

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el Estado de Situación Financiera Consolidado como para la información sobre el mismo que se incluye en la Nota 18.1, ésta ha sido dividida en deuda a tipo de interés fijo y deuda a tipo de interés variable:

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

ENDESA tiene contratadas con diversas entidades financieras operaciones de gestión del pago a los proveedores («confirming») (véase Nota 23). ENDESA aplica los criterios señalados en la Nota 3g.7 para evaluar si debe dar de baja el pasivo original con los acreedores comerciales y reconocer un nuevo pasivo con las entidades financieras. Los pasivos comerciales cuya liquidación es gestionada por entidades financieras se muestran en la partida «Acreedores Comerciales y otras Cuentas a Pagar» del Estado de Situación Financiera Consolidado en la medida en que ENDESA únicamente ha cedido la gestión de pago a las entidades financieras, manteniéndose como obligado primario al pago de las deudas frente a los acreedores comerciales.

g.5. Derivados y operaciones de cobertura

Los derivados mantenidos por ENDESA corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con el fin de cubrir el riesgo de tipo de interés, de tipo de cambio o de precios de «commodities» (electricidad, combustible, derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reduction Units (ERUs)) y tienen como objetivo eliminar o reducir significativamente estos riesgos en las operaciones subyacentes que son objeto de cobertura.

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado. Si su valor es positivo se registran en el epígrafe «Activos Financieros», corrientes o no corrientes según su vencimiento y la intención de mantener el derivado hasta su vencimiento, si se trata de derivados financieros, y en el epígrafe «Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar», si son derivados sobre «commodities». Si su valor es negativo, se registran

en el epígrafe «Deuda Financiera», corriente o no corriente según su vencimiento y la intención de mantener el derivado hasta su vencimiento, si son derivados financieros, y en el epígrafe «Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes», si son derivados sobre «commodities».

Los cambios en el valor razonable se registran en el Estado del Resultado Consolidado salvo en el caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den las condiciones establecidas por las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) para aplicar contabilidad de cobertura, entre ellas, que la cobertura sea altamente efectiva, en cuyo caso su registro es el siguiente:

- Coberturas de valor razonable: La parte del subyacente para la que se está cubriendo el riesgo se valora por su valor razonable al igual que el instrumento de cobertura, registrándose las variaciones de valor de ambos en el Estado del Resultado Consolidado, neteando los efectos en el mismo epígrafe del Estado del Resultado Consolidado.
- Coberturas de flujos de efectivo: Los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, en el epígrafe «Estado de otro Resultado Global Consolidado: Otro Resultado Global» (véase Nota 15.1.6). La pérdida o ganancia acumulada en dicho epígrafe se traspasa al Estado del Resultado Consolidado a medida que el subyacente tiene impacto en el Estado del Resultado Consolidado por el riesgo cubierto neteando dicho efecto en el mismo epígrafe del Estado del Resultado Consolidado. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el Estado del Resultado Consolidado.
- Coberturas de activos netos provenientes de una filial extranjera: Los cambios en el valor razonable se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, netas del efecto fiscal correspondiente, como «Diferencias de Conversión» en el «Estado de otro Resultado Global Consolidado: Otro Resultado Global» traspasándose al Estado del Resultado Consolidado cuando se produce la venta de la inversión cubierta.

Una cobertura se considera altamente efectiva cuando los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo del subyacente directamente atribuibles al riesgo cubierto se compensan con los cambios en el valor razonable en los

flujos de efectivo del instrumento de cobertura con una efectividad comprendida en un rango de 80%–125%. La cobertura se interrumpe de forma prospectiva si el instrumento de cobertura expira, es vendido, resuelto o ejercido, si se han dejado de cumplir los criterios para la contabilidad de coberturas, o si se revoca la designación.

ENDESA tiene formalizados contratos de compra o venta a plazo de «commodities», fundamentalmente de electricidad y combustibles. Estos contratos se valoran en el Estado de Situación Financiera Consolidado por su valor de mercado en la fecha de cierre, registrando las diferencias de valor en el Estado del Resultado Consolidado excepto cuando se dan todas las condiciones que se mencionan a continuación:

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

ENDESA evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos e instrumentos financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable. En caso de no estar estrechamente relacionados son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor en el Estado del Resultado Consolidado.

El valor razonable de los diferentes instrumentos financieros derivados se calcula mediante los siguientes procedimientos:

- Para los derivados cotizados en un mercado organizado, por su cotización al cierre del periodo.
- En el caso de los derivados no cotizados en mercados organizados, ENDESA realiza las valoraciones a través de herramientas internas y calcula el valor razonable de los derivados financieros tomando en consideración variables observables en el mercado, mediante la estimación de los flujos de caja futuros descontados al momento actual con las curvas cupón cero de tipos de interés de cada divisa, del último día hábil de cada cierre, convertidos a euros con el tipo de cambio del último día hábil de cada cierre. Una vez obtenido el valor de mercado bruto, se realiza un ajuste por riesgo de crédito propio o «Debt Valuation Adjustment (DVA)», y por el riesgo de contraparte o «Credit Valuation Adjustment (CVA)». La medición del «Credit Valuation Adjustment (CVA)» / «Debt Valuation Adjustment (DVA)» se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora o deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio de ENDESA. Durante los ejercicios 2017 y 2016 el valor de los ajustes realizados por el riesgo de contraparte Credit Valuation Adjustment (CVA) y por el riesgo de crédito propio «Debt Valuation Adjustment (DVA)» no han sido significativos.

Conforme a los procedimientos antes descritos, ENDESA clasifica los diferentes instrumentos financieros de acuerdo a los niveles señalados en la Nota 3r (véase Nota 19.6).

g.6. Contratos de garantía financiera

Los contratos de garantía financiera, entendiendo como tales las fianzas y avales concedidos por ENDESA a favor de terceros, se valoran inicialmente por su valor razonable que, salvo evidencia en contrario, es la prima recibida más, en su caso, el valor actual de los flujos de efectivo a recibir.

Con posterioridad al reconocimiento inicial, los contratos de garantía financiera se valoran por la diferencia entre:

- El importe del pasivo determinado de acuerdo con la política contable de provisiones (véase Nota 3k).
- El importe del activo inicialmente reconocido, menos, cuando proceda, la parte del mismo imputada al Estado

del Resultado Consolidado en función de un criterio de devengo.

g.7. Bajas de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contable:

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

ENDESA ha suscrito contratos de cesión de cuentas a cobrar durante los ejercicios 2017 y 2016, los cuales han sido considerados «factoring» sin recurso al haber traspasado los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los activos financieros cedidos (véanse Notas 13 y 31).

Las transacciones en las que ENDESA retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido se registran mediante el reconocimiento en cuentas de pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción se reconocen en el Estado del Resultado Consolidado siguiendo el método del tipo de interés efectivo.

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

g.8. Compensación de activos y pasivos financieros

Un activo financiero y un pasivo financiero son objeto de compensación cuando se tiene el derecho, exigible legalmente, de compensar los importes reconocidos y se tiene

la intención de liquidar la cantidad neta, o de realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente (véase Nota 19.5).

Estos derechos sólo pueden ser legalmente exigibles en el curso normal de la actividad de la entidad, o bien en caso de incumplimiento, de insolvencia, o de quiebra de la contraparte.

h) Inversiones contabilizadas por el método de participación

Las participaciones en Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos se registran siguiendo el método de participación.

El método de participación consiste en registrar la participación en el Estado de Situación Financiera Consolidado por la fracción de su Patrimonio Neto que representa la participación de ENDESA en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con ENDESA, más las plusvalías tácitas que correspondan al fondo de comercio pagado en la adquisición de la sociedad.

Si el importe resultante fuera negativo se deja la participación a cero en el Estado de Situación Financiera Consolidado a no ser que exista el compromiso por parte de ENDESA de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso se dota la correspondiente provisión que se registra en el Pasivo No Corriente del Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 11.1).

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la participación, y los resultados obtenidos por las mismas que corresponden a ENDESA conforme a su participación se incorporan al Estado del Resultado Consolidado en el epígrafe «Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación».

Tras la aplicación del método de participación, para aquellas participaciones cuyo valor incluya plusvalías tácitas derivadas del fondo de comercio pagado en la adquisición de la sociedad, o para las que sin darse esta situación puedan existir indicios de deterioro, se evalúa el valor recuperable de la participación y, si éste resulta inferior al valor contable, se reconoce un deterioro por la diferencia entre el valor re-

cuperable de la Sociedad Asociada o Negocio Conjunto, y su valor contable (véase Nota 3g.3).

Para evaluar el valor recuperable, se calcula el mayor entre el valor razonable de la participación de ENDESA en la empresa participada o el descuento de los flujos de caja futuros que se estima que generará dicha sociedad, descontando de dicho importe la deuda a la fecha de cierre de los Estados Financieros, aplicando sobre dicho valor el porcentaje de participación de ENDESA en la sociedad y descontando los costes necesarios para su venta.

Para la inversión en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) mantenida hasta su toma de control, se efectuaba un test de deterioro basado en las hipótesis indicadas en la Nota 3e.2. Como resultado de dicho test de deterioro, a 30 de junio de 2016 se registró un deterioro de la participación por importe de 72 millones de euros (véanse Notas 5.4 y 11.1).

Si, como consecuencia de obligaciones legales o implícitas y una vez reducido el valor de la participación se produjesen pérdidas adicionales, éstas se reconocerán mediante el registro de un pasivo.

En el Anexo II de estas Cuentas Anuales Consolidadas se relacionan las Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos de ENDESA a 31 de diciembre de 2017 y 2016.

i) Existencias

Con carácter general, las existencias se valoran al precio medio ponderado de adquisición o al valor neto de realización si éste es inferior.

i.1. Combustible nuclear

El coste de adquisición del combustible nuclear incluye los gastos financieros asignados a su financiación mientras se encuentra en curso. Los gastos financieros activados por este concepto han sido de 3 millones de euros en el ejercicio 2017 (3 millones de euros en el ejercicio 2016) (véase Nota 30). El combustible nuclear en curso se traspaasa a explotación cuando es introducido en el reactor y se imputa al Estado del Resultado Consolidado en función de la capacidad energética consumida durante el periodo.

i.2. Derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reduction Units (ERUs)

Las sociedades de ENDESA que realizan emisiones de dióxido de carbono (CO₂) en su actividad de generación eléctrica deben entregar en los primeros meses del ejercicio siguiente derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), que pueden ser European Union Allowances (EUAs), Certified Emission Reductions (CERs) o Emission Reduction Units (ERUs), equivalentes a las emisiones realizadas durante el ejercicio anterior.

El criterio para el reconocimiento de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reduction Units (ERUs) es el de su registro como existencias conforme al siguiente detalle:

- Los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) mantenidos para la cobertura de las emisiones realizadas se valoran al precio medio ponderado de adquisición o al valor neto de realización, si éste último es inferior.
- Los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) que se mantienen con el objetivo de trading constituyen una cartera de negociación y se registran por su valor razonable menos los costes de venta, con cambios en el Estado del Resultado Consolidado.

j) Ingresos diferidos

ENDESA recibe compensaciones establecidas legalmente por los importes desembolsados para la construcción o adquisición de determinadas instalaciones de inmovilizado o, en algunos casos, recibe directamente la cesión de la instalación de acuerdo con la regulación en vigor. Este epígrafe incluye básicamente:

- Subvenciones de capital: Se reconocen cuando existe una razonable seguridad de que se cumplen las condiciones asociadas a las mismas. Estos importes se registran

en el epígrafe «Ingresos Diferidos» del Estado del Situación Financiera Consolidado y se imputan a resultados en el epígrafe «Otros Ingresos de Explotación» del Estado del Resultado Consolidado en la vida útil del activo, compensando de esta forma el gasto por la dotación de la amortización.

- Instalaciones cedidas: Tanto el activo material como el ingreso diferido se registran por el valor razonable del activo en la fecha de cesión y se imputan en el Estado del Resultado Consolidado en la vida útil del activo, compensando de esta forma el gasto por la dotación de la amortización.

k) Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para ENDESA cuyo importe y momento de cancelación son inciertos se registran en el Estado de Situación Financiera Consolidado como provisiones por el valor actual del importe más probable que se estima que ENDESA tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

Asimismo, ENDESA mantiene provisiones para hacer frente a responsabilidades nacidas de litigios en curso y por indemnizaciones, así como por obligaciones, avales u otras garantías similares y otras constituidas en cobertura de riesgos.

Las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la formulación de las Cuentas Anuales Consolidadas sobre las consecuencias del suceso en el que traen su causa y son reestimadas con ocasión de cada cierre contable.

Las obligaciones recogidas en el Estado de Situación Financiera Consolidado en concepto de provisiones para pensiones y obligaciones similares y para planes de reestructuración de plantilla surgen como consecuencia de acuerdos de carácter colectivo o individual suscritos con los trabajadores de ENDESA en los que se establece el compromiso por parte de la empresa de proporcionar un régimen complementario al otorgado por el sistema público para la cobertura de las contingencias de jubilación, incapacidad permanente,

fallecimiento, cese o suspensión de la relación laboral por acuerdo entre las partes.

k.1. Provisiones para pensiones y obligaciones similares

La mayoría de las empresas de ENDESA tienen contraídos compromisos por pensiones con sus trabajadores, variando en función de la sociedad de la que éstos provienen. Dichos compromisos, tanto de prestación definida como de aportación definida, están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones o contratos de seguros excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

Para los planes de prestación definida, las sociedades registran el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados mediante la realización a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado de los oportunos estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada. Los compromisos por planes de prestación definida representan el valor actual de las obligaciones devengadas una vez deducido el valor razonable de los activos aptos afectos a los distintos planes. Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, se registran, netas de su efecto fiscal, directamente en el epígrafe «Estado de otro Resultado Global Consolidado: Otro Resultado Global» (véase Nota 15.1.7).

Para cada uno de los planes, si la diferencia entre el pasivo actuarial por los servicios prestados y los activos afectos al plan es positiva, esta diferencia se registra en el epígrafe «Provisiones no Corrientes: Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares» del Pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado y si es negativa en el epígrafe «Activos Financieros no Corrientes: Préstamos y otras Cuentas a Cobrar» del Activo del Estado de Situación Financiera Consolidado, en este último caso, siempre que dicha diferencia sea recuperable para ENDE-

SA normalmente mediante deducción en las aportaciones futuras teniendo en cuenta las limitaciones establecidas por el párrafo 57 (b) de la NIC 19 «Retribuciones a los Empleados» y por la CINIIF 14 «NIC 19 Límite de un Activo por Prestaciones Definidas, Obligación de Mantener un Nivel Mínimo de Financiación y su Interacción». El efecto de la aplicación de este límite se registra, neto de su efecto fiscal, en el epígrafe «Estado de otro Resultado Global Consolidado: Otro Resultado Global» (véanse Notas 15.1.7 y 17.1).

Las contribuciones a planes de aportación definida se reconocen como gasto en el Estado del Resultado Consolidado conforme los empleados prestan sus servicios.

Aquellos planes post-empleo que se encuentran íntegramente asegurados y en los que, por tanto, ENDESA ha transferido la totalidad del riesgo, se consideran como de aportación definida y en consecuencia, al igual que para éstos últimos, no se considera la existencia de pasivo actuarial ni de activos afectos.

k.2. Provisiones para planes de reestructuración de plantilla

ENDESA sigue el criterio de registrar las prestaciones por terminación o suspensión de empleo cuando existe un acuerdo con los trabajadores de forma individual o colectiva, o una expectativa cierta de que se alcanzará dicho acuerdo, que permite a los mismos, de forma unilateral o por mutuo acuerdo con la empresa, causar baja en ENDESA o suspender temporalmente el contrato de trabajo, recibiendo a cambio una indemnización o contraprestación. En caso de que sea necesario el mutuo acuerdo, únicamente se registra la provisión en aquellas situaciones en las que ENDESA ha decidido que dará su consentimiento a la baja de los trabajadores y este consentimiento ha sido comunicado al trabajador individualmente o de forma colectiva a los representantes de los trabajadores. En todos los casos en que se registran estas provisiones existe una expectativa por parte de los trabajadores de que estas bajas se realizarán y una comunicación formal de la empresa al trabajador o a los representantes de los mismos.

ENDESA tiene en marcha planes de reducción de plantilla, los cuales se han materializado en los correspondientes expedientes de regulación de empleo aprobados por la Administración, o mediante acuerdos suscritos con la representación social de los trabajadores. Estos planes garantizan el pago de una indemnización o el mantenimiento de una percepción periódica durante el periodo de prejubilación o de suspensión del contrato de trabajo.

ENDESA sigue el criterio de registrar la totalidad del gasto correspondiente a estos planes en el momento en que surge la obligación, entendiendo como tal el momento en que la empresa no tiene capacidad de evitar su desembolso, en función de los compromisos adquiridos con el trabajador o con los representantes sociales de los mismos. Estos importes se determinan mediante la realización, en su caso, de los oportunos estudios actuariales para el cálculo de la obligación actuarial al cierre del periodo. Las diferencias actuariales positivas o negativas puestas de manifiesto son reconocidas en el Estado del Resultado Consolidado.

k.3. Provisión para cubrir el coste de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂)

Las sociedades europeas de ENDESA que realizan emisiones de dióxido de carbono (CO₂) en su actividad de generación eléctrica deben entregar en los primeros meses del ejercicio siguiente derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) o Emission Reduction Units (ERUs) equivalentes a las emisiones realizadas durante el ejercicio anterior.

La obligación de entrega de derechos por las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) realizadas durante el ejercicio se registra como provisiones corrientes en el epígrafe «Otras Provisiones Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 24), habiéndose registrado el coste correspondiente en el epígrafe «Otros Aprovechamientos Variables y Servicios» del Estado del Resultado Consolidado. Esta obligación se valora por el mismo importe por el que están registrados los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) o

Emission Reduction Units (ERUs) destinados a entregarse para cubrir esta obligación en el epígrafe «Existencias» del Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 3i.2).

Si ENDESA no posee a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado todos los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) o Emission Reduction Units (ERUs) necesarios para cubrir las emisiones realizadas, el coste y la provisión se registran por esta parte considerando la mejor estimación del precio que ENDESA deberá pagar para adquirirlos. Cuando no exista una estimación más adecuada, el precio estimado de adquisición de los derechos que no están en posesión de ENDESA es el precio de mercado a la fecha de cierre del Estado de Situación Financiera Consolidado.

k.4. Provisiones por costes de cierre de las instalaciones

ENDESA registra los costes en los que deberá incurrir para acometer los trabajos de desmantelamiento de algunas de sus centrales, así como de determinadas instalaciones de distribución de electricidad (véanse Notas 3a, 3b, 3d y 17.3). La variación de la provisión originada por su actualización financiera se registra con cargo al epígrafe «Gastos Financieros» del Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 30). Las tasas de interés aplicadas para la correspondiente actualización se han situado entre el 0,1% y el 1,5% en el ejercicio 2017, dependiendo de la vida útil restante del activo asociado (entre el 0,0% y el 1,2% en el ejercicio 2016).

k.5. Contratos onerosos

En el caso de que existan contratos en los que los costes inevitables de cumplir con las obligaciones que conllevan exceden a los beneficios económicos que se espera recibir de ellos (contratos onerosos), ENDESA sigue el criterio de registrar una provisión por el valor presente de la diferencia entre los costes y beneficios previstos del contrato.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 no se ha dotado provisión alguna por contratos onerosos.

l) Conversión de saldos en moneda extranjera

Las operaciones realizadas en moneda distinta de la funcional de cada sociedad se registran en la moneda funcional a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el ejercicio, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra en vigor a la fecha de cobro o pago se registran como resultados financieros en el Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 30).

Asimismo, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar a la fecha de cierre en moneda distinta de la funcional en la que están denominados los Estados Financieros de las sociedades que forman parte del perímetro de consolidación se realiza a tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como resultados financieros en el Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 30).

m) Clasificación de saldos no corrientes y corrientes

En el Estado de Situación Financiera Consolidado los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a 12 meses y como no corrientes los de vencimiento superior a dicho periodo.

En el caso de aquellas obligaciones cuyo vencimiento sea a corto plazo, pero sobre las que existe la expectativa y además la facultad, a discreción de ENDESA, de refinanciación a largo plazo mediante pólizas de crédito disponibles de forma incondicional e inmediata, de acuerdo con las condiciones de financiación existentes, y cuya exigibilidad supera los 12 meses a partir de la fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados, se clasifican como pasivos no corrientes. Estos saldos ascienden a 17 millones de euros a 31 de diciembre de 2017 y 2016 (véase Nota 18.2.1).

n) Impuesto sobre Sociedades

En el ejercicio 2017, todas las entidades sobre las que ENEL, S.p.A. (sociedad italiana cabecera del Grupo ENEL) ostenta una participación de, al menos, el 75% o del 70% (caso de entidades participadas cotizadas o filiales de ésta) y que cumplen los requisitos exigidos al efecto por la normativa reguladora de la tributación sobre el beneficio consolidado de los Grupos de sociedades, se integran en el Grupo Fiscal cuya sociedad dominante es ENEL, S.p.A. y su representante en España es ENEL Iberia, S.L.U.

El número de sociedades que componen el Grupo Consolidado Fiscal a 31 de diciembre de 2017 es de 35 (26 sociedades a 31 de diciembre de 2016) y son las que se detallan a continuación: ENEL Iberia, S.L.U., ENDESA, S.A., Almusafes Servicios Energéticos, S.L.U., Aragonesa de Actividades Energéticas, S.A.U., Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages, S.A., Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz, S.A.U., Eléctrica del Ebro, S.A.U., Empresa Carbonífera del Sur, S.A.U., ENDESA Capital, S.A.U., ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U., ENDESA Energía, S.A.U., ENDESA Energía XXI, S.L.U., ENDESA Financiación Filiales, S.A.U., ENDESA Generación, S.A.U., ENDESA Generación II, S.A.U., ENDESA Generación Nuclear, S.A.U., ENDESA Ingeniería, S.L.U., ENDESA Medios y Sistemas, S.L.U., ENDESA Operaciones y Servicios Comerciales, S.L.U., ENDESA Red, S.A.U., ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), ENEL Produzione, S.p.A. (Sucursal en España), Energía Eléctrica del Ebro, S.A.U. (en Liquidación), Energías de Aragón I, S.L.U., Energías de Aragón II, S.L.U., Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U., Gas y Electricidad Generación, S.A.U., Guadarranque Solar 4, S.L.U., Hidroeléctrica de Catalunya, S.L.U., Minas Gargallo, S.L., Parque Eólico A Capelada, S.L.U., Parque Eólico Aragón, S.L.U., Promociones Energéticas del Bierzo, S.L.U., Serra do Moncoso–Cambás, S.L.U. y Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U.

El resto de las Sociedades Dependientes de ENDESA presenta individualmente sus declaraciones de impuestos de acuerdo con las normas fiscales aplicables en cada país.

Durante el ejercicio 2017 ENDESA ha adquirido participaciones en Eléctrica de Jafre, S.A., Baylio Solar, S.L.U.,

Dehesa de los Guadalupes Solar, S.L.U., Furatena Solar 1, S.L.U., Productor Regional de Energía Renovable, S.A.U., Productor Regional de Energías Renovables III, S.A.U. y Seguidores Solares Planta 2, S.L.U. (véase Nota 2.3.1). El 1 de enero de 2018 las sociedades que cumplan los requisitos exigidos por la normativa reguladora de la tributación sobre el beneficio consolidado de los Grupos de sociedades se integrarán en el Grupo de Consolidación Fiscal al que pertenece ENDESA.

Durante el ejercicio 2016, ENDESA adquirió participaciones en las sociedades dominantes de 2 grupos fiscales de consolidación (véanse Notas 5.4 y 5.5): el Grupo de Consolidación Fiscal cuya sociedad dominante es ENEL Green Power España, S.L.U (EGPE) y el Grupo de Consolidación Fiscal cuya sociedad dominante es Eléctrica del Ebro, S.A.U. El 1 de enero de 2017 las sociedades integrantes de estos 2 grupos que cumplieran los requisitos exigidos por la normativa reguladora de la tributación sobre el beneficio consolidado de los Grupos de sociedades se integraron en el Grupo de Consolidación Fiscal al que pertenece ENDESA.

El gasto por Impuesto sobre Sociedades del ejercicio se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades que resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del ejercicio, una vez aplicadas las deducciones fiscalmente admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos fiscales, tanto por bases imponibles negativas como por deducciones. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base fiscal generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo que se calculan utilizando las tasas fiscales que se espera que estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen.

El Impuesto sobre Sociedades y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo que no provengan de combinaciones de negocio se registran en el Estado del Resultado Consolidado o en las cuentas de Patrimonio Neto del Estado de Situación Financiera Consolidado en función de dónde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Los activos por impuestos diferidos y créditos fiscales se reconocen únicamente cuando se considera probable que las sociedades consolidadas vayan a disponer de ganancias fiscales

futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos fiscales.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de fondos de comercio así como las asociadas a inversiones en dependientes, asociadas y entidades bajo control conjunto en las que ENDESA pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible. Las deducciones de la cuota originadas por hechos económicos acontecidos en el ejercicio minoran el gasto devengado por Impuesto sobre Sociedades, salvo que existan dudas sobre su realización, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva.

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos, tanto activos como pasivos, registrados con objeto de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos de acuerdo con el resultado del citado análisis.

Con fecha 28 de noviembre de 2014 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades, que estableció un tipo impositivo transitorio del 28% para el ejercicio 2015 y un tipo impositivo general del 25% a partir del ejercicio 2016.

Según establece la legislación vigente, los impuestos no pueden considerarse definitivamente liquidados hasta que las declaraciones presentadas hayan sido inspeccionadas por las autoridades fiscales o haya transcurrido el plazo de prescripción de 4 años. A 31 de diciembre de 2017 el Grupo Consolidado Fiscal tiene abiertos a inspección los ejercicios 2006, 2011 y siguientes del Impuesto sobre Sociedades, así como los ejercicios 2012 y siguientes para los demás impuestos que le son de aplicación a ENDESA.

En el ejercicio 2017 la Administración Tributaria ha continuado con el procedimiento de comprobación e investigación del Impuesto sobre Sociedades, Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) y Retenciones iniciado en el ejercicio 2016 del que podrían derivarse pasivos contingentes. A 31 de diciembre de 2017, las actuaciones se encuentran en fase de recogida de información y análisis por parte de la Inspección por lo que no es posible estimar las eventuales consecuencias económicas que pudieran derivarse del procedimiento.

Los ejercicios e impuestos que están siendo objeto de comprobación son los siguientes:

Conceptos	Ejercicio ¹
Impuesto sobre Sociedades	2011 a 2014
Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA)	Marzo / 2012 a diciembre / 2014
Retenciones / Ingresos a Cuenta Rendimientos Trabajo / Profesional	2011 a 2014
Retenciones / Ingresos a Cuenta Capital Mobiliario	Marzo / 2012 a diciembre / 2014
Retenciones a Cuenta Imposición no Residentes	Marzo / 2012 a diciembre / 2014
Retenciones / Ingresos a Cuenta Arrendamientos Inmobiliarios	Marzo / 2012 a diciembre / 2014

¹ Corresponde a los ejercicios e impuestos abiertos a inspección del Grupo Consolidado Fiscal.

ñ) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos y gastos se imputan en función del criterio del devengo y, en función del tipo de transacción, se siguen los siguientes criterios para su reconocimiento:

- Las ventas de electricidad y gas se registran como ingreso en el momento en que son entregadas al cliente, en función de las cantidades suministradas durante el periodo, aun cuando no hayan sido facturadas. Por lo tanto, la cifra de ventas incluye la estimación de la energía suministrada aún no leída en los contadores del cliente (véanse Notas 2.2 y 13).
- En relación a los ingresos por la actividad de distribución, el marco regulatorio del Sector Eléctrico en España establece anualmente la retribución mediante Orden Ministerial (véase Nota 4). La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) es la encargada de liquidar la retribución reconocida a las empresas distribuidoras de energía eléctrica.
- Las ventas de electricidad en el mercado mayorista se reconocen como ingresos en función de la mejor estimación de la electricidad entregada y servicios complementarios suministrados.
- La actividad de generación a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos que tiene un régimen retributivo específico registra ingresos adicionales al precio

medio peninsular, equivalentes a dicha retribución específica (véase Nota 4).

- La actividad de generación en los Territorios No Peninsulares (TNP) tiene su retribución regulada (véase Nota 4). Para alcanzar la remuneración establecida se reconocen como ingresos, con carácter adicional a la valoración de la energía vendida al precio medio peninsular, las compensaciones correspondientes para alcanzar la citada remuneración regulada.

Los ingresos ordinarios se contabilizan atendiendo al fondo económico de la operación y se reconocen cuando se cumplen todas y cada una de las siguientes condiciones:

- Se han transferido al cliente los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los bienes, independientemente de la transmisión o no de su propiedad jurídica.
- No se gestiona ni retiene el control efectivo de los bienes.
- Es probable que se reciban beneficios económicos derivados de la transacción y que dichos beneficios provoquen un incremento en el Patrimonio Neto que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio.
- Los beneficios esperados y costes incurridos se puedan valorar con fiabilidad.

Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida, recibida o por recibir, derivada de los mismos.

En contratos con múltiples componentes, el criterio de reconocimiento se aplicará a cada componente separado identificable de la transacción con el objetivo de reflejar la sustancia comercial de la operación. Por el contrario, el criterio de reconocimiento será de aplicación a 2 o más transacciones, conjuntamente, cuando las mismas estén ligadas de manera que el efecto comercial no puede ser entendido sin referencia al conjunto completo de transacciones.

Los ingresos ordinarios derivados de la prestación de servicios se reconocen cuando el resultado de la transacción puede ser estimado con fiabilidad y en función del grado de realización de la prestación del servicio a la fecha del Estado de Situación Financiera Consolidado. Cuando el resultado de una transacción que implique la prestación de servicios no

puede ser estimado de forma fiable, se reconocen ingresos por la cuantía en que los gastos reconocidos se consideran recuperables.

ENDESA excluye de la cifra de ingresos ordinarios aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos ordinarios los correspondientes a su propia actividad.

Los intercambios o permutas de bienes o servicios por otros bienes o servicios de naturaleza similar no se consideran transacciones que producen ingresos ordinarios.

ENDESA registra por el importe neto los contratos de compra o venta de elementos no financieros que se liquidan por el neto en efectivo o en otro instrumento financiero. Los contratos que se han celebrado y se mantienen con el objetivo de recibir o entregar dichos elementos no financieros se registran de acuerdo con los términos contractuales de la compra, venta o requerimientos de utilización esperados por la entidad.

Los ingresos por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectivo aplicable al principal pendiente de amortizar durante el periodo de devengo correspondiente.

Los gastos se reconocen atendiendo a su devengo, de forma inmediata en el supuesto de desembolsos que no vayan a generar beneficios económicos futuros o cuando no cumplen los requisitos necesarios para registrarlos contablemente como activo.

o) Beneficio (pérdida) por acción

El beneficio neto por acción básico se calcula como el cociente entre el beneficio neto del periodo atribuible a la Sociedad Dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho periodo, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Dominante en poder de ENDESA.

Los beneficios netos por acción básicos de Actividades Continuas e Interrumpidas se calculan como el cociente entre el resultado después de impuestos de las Actividades Conti-

nuadas e Interrumpidas, respectivamente, deducido la parte del mismo correspondiente a los Intereses Minoritarios, y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la Sociedad Dominante en circulación durante dicho periodo, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Dominante en poder de ENDESA.

Durante los ejercicios 2017 y 2016 ENDESA no ha realizado ningún tipo de operación de potencial efecto dilutivo que suponga un beneficio por acción diluido diferente del beneficio básico por acción (véase Nota 15.1.11).

p) Dividendos

Los dividendos se reconocen cuando se genera el derecho a percibirlos.

Los dividendos se registran como menor «Patrimonio Neto» en la fecha de su aprobación por el órgano competente, que normalmente es el Consejo de Administración en el caso de los dividendos a cuenta, y la Junta General de Accionistas para los dividendos contra reservas o complementarios (véase Nota 15.1.9).

q) Estado de flujos de efectivo

El Estado de Flujos de Efectivo recoge los movimientos de tesorería realizados durante el ejercicio tanto por las Actividades Continuas como Interrumpidas calculados por el método indirecto (véase Nota 33). En estos estados de flujos de efectivo se utilizan las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

- Flujos de Efectivo: Entradas y salidas de efectivo o de otros medios líquidos equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a 3 meses de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor (véase Nota 3g.2).
- Actividades de Explotación: Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de ENDESA, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiación. Recogen,

entre otros, los dividendos recibidos así como los cobros y pagos de intereses.

- Actividades de Inversión: Las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes. Los flujos netos de las actividades de inversión incluyen los correspondientes a la pérdida y obtención de control sobre las Empresas del Grupo.
- Actividades de Financiación: Actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero. Los flujos netos de las actividades de financiación recogen los dividendos pagados.

r) Medición del valor razonable

El valor razonable se define como el precio que se recibiría por la venta de un activo o que se pagaría por transferir un pasivo, en una transacción ordenada entre participantes del mercado, en la fecha de valoración.

La valoración se realiza partiendo de la premisa de que la transacción se realiza en el mercado principal, es decir, el mercado de mayor volumen o actividad del activo o pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se lleva a cabo en el mercado más ventajoso, es decir, el que maximiza la cantidad recibida por vender el activo o que minimiza la cantidad a pagar para transferir el pasivo.

El valor razonable del activo o pasivo se determina aplicando las hipótesis que los participantes en el mercado emplearían a la hora de fijar el precio del activo o pasivo, suponiendo que los participantes en el mercado actúan en su mejor interés económico. Los participantes en el mercado son independientes entre sí, están informados, pueden celebrar una transacción con el activo o pasivo y están motivados a efectuar la transacción pero no obligados ni forzados de algún otro modo a realizarla.

Los activos y pasivos valorados a valor razonable pueden ser clasificados en los siguientes niveles (véase Nota 19.6):

- Nivel 1: El valor razonable se calcula tomando en consideración precios cotizados en mercados activos para activos o pasivos idénticos.
- Nivel 2: El valor razonable se calcula tomando en consideración variables distintas a los precios cotizados incluidos en el Nivel 1 que sean observables en el mercado para el activo o pasivo, directa o indirectamente. Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de este Nivel, por clase de activos o pasivos, tiene en consideración la estimación de los flujos de caja futuros y descontados al momento actual con las curvas cupón cero de tipos de interés de cada divisa del último día hábil de cada cierre y, dicho importe, se convierte en euros teniendo en consideración el tipo de cambio del último día hábil de cada cierre. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas internas.
- Nivel 3: El valor razonable se calcula tomando en consideración variables, utilizadas para el activo o pasivo, que no estén basadas en datos de mercado observables.

Para la medición de activos y pasivos a valor razonable, ENDESA utiliza técnicas de valoración adecuadas a las circunstancias y para las que se dispone de datos suficientes para calcular el valor razonable, maximizando el uso de variables observables relevantes y minimizando el uso de variables no observables.

s) Sistemas de retribución basados en acciones

En aquellos casos en que los empleados de ENDESA participan en planes de remuneración vinculados al precio de la acción de ENDESA, S.A. siendo asumido por esta Sociedad el coste del plan, ENDESA registra el valor razonable de la obligación de ENDESA con el empleado como gasto en el epígrafe «Gastos de Personal» del Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 35.3.5).

4. Regulación sectorial

Como consecuencia del proceso de reforma energética iniciado por el Gobierno en 2012, con fecha 27 de diciembre de 2013 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE), la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que deroga y sustituye, a partir de la mencionada fecha, a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, que recogía la regulación básica del Sector Eléctrico. De este modo, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece un nuevo marco general de funcionamiento del sector y del régimen de actividades y agentes, cuyos aspectos más significativos son los siguientes:

→ Se establece como principio fundamental la sostenibilidad económica y financiera del Sistema Eléctrico, de modo que los ingresos sean suficientes para satisfacer la totalidad de los costes del Sistema. Los costes del Sistema serán financiados a través de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución (destinados a cubrir la retribución de ambas actividades), los cargos que se establezcan para el pago de otras partidas de costes, las partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado (PGE) así como cualquier otro ingreso o mecanismo financiero que se haya establecido. Adicionalmente:

> Cualquier incremento de costes o reducción de ingresos tendrá que llevar acompañada una reducción equivalente de otros costes o un incremento de ingresos. Al mismo tiempo, mientras existan partidas de coste destinadas a pagar deudas pendientes de años anteriores, no se podrán revisar a la baja los cargos.

> Para los ejercicios que se inicien desde 2014, los desajustes temporales que se produzcan estarán limitados a un importe máximo anual del 2% de los ingresos estimados del Sistema (o del 5% en términos acumulados). Los desajustes y desviaciones transitorias que se produzcan serán financiados por todos los sujetos del Sistema de liquidaciones, de forma proporcional a la retribución que les corresponda. En el supuesto de que se sobrepasen los límites antes indicados, se revisarán los peajes o cargos en un importe equivalente. Dentro de los límites citados, los desajustes que se produzcan generarán para los sujetos financiadores el derecho a su recuperación en los 5 años siguientes, re-

conociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado.

> En relación con el ejercicio 2013, se reconoce la existencia de un déficit por un importe máximo de 3.600 millones de euros, sin perjuicio de los desajustes temporales que pudieran producirse. Este déficit generará el derecho a su recuperación en los 15 años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado. Estos derechos podrán ser objeto de cesión, de acuerdo con el procedimiento que se establezca reglamentariamente.

> Los Presupuestos Generales del Estado (PGE) de cada año financiarán el 50% de la compensación de los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) del propio año.

→ En cuanto a la retribución de las actividades, se establece que la retribución de las actividades de transporte, distribución, producción en los Territorios No Peninsulares (TNP) y producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos tendrá en consideración los costes de una empresa eficiente y bien gestionada. Los parámetros de retribución se establecerán considerando la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de 6 años. La Ley fija la tasa de retribución de los activos para el primer periodo regulatorio (que finaliza el 31 de diciembre de 2019) como la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años en el mercado secundario de los 3 meses anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, incrementada en 200 puntos básicos para las actividades de transporte, distribución y producción en los Territorios No Peninsulares (TNP), y en 300 puntos básicos para la producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos.

→ Desaparece igualmente la diferenciación entre generación de energía eléctrica en régimen ordinario y régimen especial, sin perjuicio de las consideraciones singulares para ciertas tecnologías.

- La Tarifa de Último Recurso (TUR) a la que se acogen la mayor parte de los consumidores domésticos, pasa a denominarse Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), manteniéndose la Tarifa de Último Recurso (TUR) para los consumidores vulnerables y aquellos, que sin cumplir los requisitos para tener derecho al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), transitoriamente no dispongan de un contrato en vigor con un comercializador en mercado libre.

Junto con esta Ley básica, y en el citado proceso de reforma energética, desde 2012 se han aprobado igualmente diversas disposiciones con la finalidad de reducir el déficit de actividades reguladas y garantizar la estabilidad financiera del Sistema. Entre ellas hay que hacer referencia al Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del Sistema Eléctrico, y que modifica, entre otros aspectos, el régimen retributivo de las instalaciones de generación de energía renovable, cogeneración y residuos, así como para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

Igualmente, hay que hacer referencia a la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, cuya entrada en vigor tuvo lugar el 1 de enero de 2013, y que supuso la introducción de nuevos tributos (o la modificación de otros ya existentes) que afectan a las instalaciones de generación. En concreto, se introducen los siguientes tributos:

- Impuesto general a la producción en régimen ordinario y especial, equivalente al 7% del ingreso total percibido.
- Impuestos sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos, así como sobre su almacenamiento en instalaciones centralizadas.
- Canon a la generación hidroeléctrica, equivalente al 22% del ingreso, que se reducirá un 90% para las instalaciones de potencia igual o inferior a 50 MW y para los bombeos de más de 50 MW, así como, en la forma que reglamentariamente se determine, para aquellas producciones o instalaciones que se deban incentivar por motivos de política energética general.
- Céntimo verde al consumo para generación eléctrica de gas natural, carbón, fuel y gasóleo.

De acuerdo con lo establecido en la citada Ley, el importe de la recaudación de estos tributos, junto con otras cuantías derivadas de las subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, se destinará a financiar los costes del Sistema Eléctrico.

Junto con las disposiciones anteriores, el Gobierno inició igualmente en 2013 la tramitación de diversos desarrollos reglamentarios sobre distintas actividades asociadas al suministro de energía eléctrica.

Retribución de la actividad de distribución de electricidad

Con fecha 30 de diciembre de 2013 se publicó el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, en desarrollo de lo establecido en el Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, y la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. El objetivo es contar con una metodología estable y predecible que garantice, bajo unos criterios homogéneos en todo el territorio español, una rentabilidad adecuada al menor coste posible para el Sistema. Los aspectos principales de esta metodología son los siguientes:

- Se retribuirá la inversión de los activos en servicio no amortizados, considerando el valor neto de los mismos y una tasa de retribución financiera referenciada a las Obligaciones del Estado a 10 años incrementado en 200 puntos básicos además de la operación y el mantenimiento de los activos.
- Se retribuirán los costes necesarios para ejercer la actividad de distribución como las lecturas de contadores, la contratación, la facturación de peajes de acceso y gestión de impagos, la atención telefónica a los clientes conectados a sus redes, las tasas de ocupación de la vía pública, y los costes de estructura.
- Se incluyen incentivos y penalizaciones a la mejora de la calidad de suministro, a la reducción de las pérdidas en las redes de distribución, así como un nuevo incentivo a la reducción del fraude.
- El sobrecoste derivado de normativas autonómicas o locales específicas no será sufragado por la tarifa eléctrica.

- El cobro de la retribución de las instalaciones puestas en servicio el año n se iniciará desde el 1 de enero del año n+2, reconociéndose un coste financiero.
- Se establecen mecanismos de control de la inversión. Así, se limita el volumen máximo de inversión autorizado a un total para el sector del 0,13% del Producto Interior Bruto (PIB). Las empresas distribuidoras presentarán al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital sus planes de inversión (anual y plurianual) para su aprobación, requiriendo igualmente informe favorable de las Comunidades Autónomas afectadas. Se establece también una limitación de desviaciones frente al estándar establecido, reconociendo sólo parcialmente el sobrecoste, que deberá estar debidamente justificado y auditado. Además, se minorará el volumen de inversión en caso de incumplimiento de los planes previstos y se establece la posibilidad de adelantar la construcción de una instalación, siempre que ésta estuviera prevista y que no sea a cargo del Sistema.

El esquema establecido en este Real Decreto será de aplicación una vez se inicie el primer periodo regulatorio, siendo de aplicación hasta entonces el esquema transitorio establecido en el Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio.

Con fecha 28 de noviembre de 2015 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 1073/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en los Reales Decretos de retribución de redes eléctricas (el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, para transporte, y el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, para distribución). Entre otros aspectos, el Real Decreto 1073/2015, de 27 de noviembre, elimina la actualización anual de valores unitarios en función del Índice de Precios de Consumo (IPC) conforme a la Ley 2/2015, de 30 de marzo, de desindexación de la economía.

El 12 de diciembre de 2015 se publicó la Orden Ministerial IET/2660/2015, de 11 de diciembre, que establece las instalaciones tipo y los valores unitarios a considerar en el cálculo de la retribución de distribución. Esta Orden fijó el inicio del primer periodo regulatorio el 1 de enero de 2016.

Con fecha 17 de junio de 2016 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, que establece la retribución de la actividad de distribución para 2016, asignando a ENDESA una retribución por el desarrollo de esta actividad de 2.032 millones de euros (2.040 millones

de euros considerando los incentivos), de los cuales 2.014 millones de euros y 2.023 millones de euros, respectivamente, correspondieron a ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. Con fecha 15 de septiembre de 2017 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Anuncio de la Subdirección General de Recursos, Reclamaciones y Relaciones con la Administración de Justicia por el que se notifica el Trámite de Audiencia de la Orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital por la que se inicia el procedimiento de declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/980/2016, de 10 de junio.

Por otro lado, recientemente el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital ha iniciado la tramitación de la Orden por la que se establece la retribución de la distribución para 2017, correspondiendo a ENDESA una retribución por el desarrollo de esta actividad de 2.116 millones de euros (2.092 millones de euros considerando los incentivos), de los cuales 2.094 millones de euros y 2.070 millones de euros, respectivamente, corresponden a ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.

Los importes registrados en aplicación de esta normativa a 31 de diciembre de 2017 se describen en la Nota 19.1.1.

Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP)

Las actividades de suministro de energía eléctrica que se desarrollan en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) son objeto de una regulación singular que atiende a las especificidades derivadas de su ubicación territorial. Esta regulación especial fue desarrollada inicialmente mediante el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, y por las Órdenes Ministeriales, de 30 de marzo de 2006, que desarrollaban el citado Real Decreto.

El elemento principal del ordenamiento regulatorio extrapeninsular era que la producción de electricidad se configuraba como una actividad con remuneración regulada, a diferencia de la situación en la península, debido a las especificidades de estos Sistemas.

Dentro de las medidas de ajuste adoptadas durante 2012, el Gobierno introdujo una serie de medidas que han afectado, entre otros, a la retribución de la actividad de generación extrapeninsular. En concreto, mediante el Real Decreto Ley

13/2012, de 30 de marzo, se establece que se propondrá una revisión del modelo retributivo de la generación en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP). Posteriormente, el Real Decreto Ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, modificó determinados aspectos concretos de los costes reconocidos de la generación en régimen ordinario de estos Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP), señalando que la revisión que, en su caso, resulte del Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, será de aplicación desde el 1 de enero de 2012.

Con fecha 30 de octubre de 2013 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP), siendo los principales aspectos en ella contenidos los siguientes:

- Por razones de seguridad o eficiencia técnica y económica, se podrá reconocer el régimen retributivo adicional al precio del mercado peninsular a nuevas instalaciones de generación en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP), incluso si se superan los valores de potencia necesaria para asegurar la cobertura de demanda.
- No se reconocerá este régimen a nuevas instalaciones en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP), tanto de régimen ordinario como especial, que sean titularidad de una empresa o grupo empresarial que posea un porcentaje de potencia de generación superior al 40% en ese Sistema. Se exceptúan aquellas instalaciones adjudicadas en concursos de capacidad para la implantación de fuentes de energías renovables, que dispongan de autorización administrativa o que hayan resultado inscritas en el registro de preasignación de retribución de instalaciones de régimen especial. Igualmente, se contemplan excepciones en el caso de inversiones de renovación y mejora de eficiencia de las centrales en explotación que no supongan un aumento de capacidad, o cuando no existan otros agentes interesados en promover instalaciones.
- La titularidad de bombeos que tengan como finalidad la garantía y seguridad de suministro, o la integración de renovables, deberá corresponder al Operador del Sistema. En el resto de casos, se instrumentará un procedimiento

de concurrencia. No obstante lo anterior, las empresas que con anterioridad a 1 de marzo de 2013 tuvieran otorgada concesión de aprovechamiento hidráulico o dispusieran de autorización administrativa y no dispusieran a la fecha de entrada en vigor de autorización de puesta en servicio, mantendrán su titularidad, debiendo presentar un aval del 10% de la inversión y cumplir un calendario de ejecución.

- La titularidad de las plantas de regasificación corresponderá exclusivamente al Gestor Técnico del Sistema, debiendo transmitirse las instalaciones afectadas en el plazo de 6 meses a precio de mercado. En el supuesto de que la instalación no cuente con autorización administrativa se limitará el precio a los costes totales efectivamente incurridos hasta el 1 de marzo de 2013.
- Los conceptos retributivos asociados a los costes de combustibles serán establecidos mediante un mecanismo que se ajuste a los principios de concurrencia, transparencia, objetividad y no discriminación.
- Será obligatoria una resolución de compatibilidad de la Dirección General de Política Energética y Minas previa a la autorización de nuevos grupos, para determinar que la instalación es compatible con los criterios técnicos establecidos por el Operador del Sistema y con criterios económicos para la reducción de costes.
- Se contempla la posibilidad de reducción de la retribución de las instalaciones de los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) en casos de reducción sustancial de disponibilidad de las mismas, de la seguridad de suministro o de los índices de calidad de suministro imputables a instalaciones de generación. Se refuerza además la posibilidad de intervención del Gobierno en el Sistema Eléctrico para garantizar el suministro ante situaciones de riesgo.

Adicionalmente, en el contexto de las medidas de reforma del sector energético iniciado en el Consejo de Ministros de 12 de julio de 2013, el Gobierno comenzó la tramitación de diversos desarrollos reglamentarios, que hacen referencia, entre otros aspectos, a la actividad de generación en los Territorios No Peninsulares (TNP).

Como consecuencia de ello, con fecha 1 de agosto de 2015 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, sobre la generación en los

Territorios No Peninsulares (TNP). Este Real Decreto estableció un esquema similar al vigente hasta su entrada en vigor, compuesto por una retribución por costes fijos, que contempla los costes de inversión y operación y mantenimiento de naturaleza fija, y por costes variables, para retribuir los combustibles y los costes variables de operación y mantenimiento, contemplando también, dentro de los costes de estos Sistemas, los tributos que se derivan de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. Determinados aspectos de la metodología son modificados con la finalidad de mejorar la eficiencia del Sistema. El Real Decreto también desarrolla aspectos ya contenidos en la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía de suministro e incremento de la competencia en estos Sistemas.

La entrada en vigor del Real Decreto se fija desde el 1 de septiembre de 2015, contemplándose para determinadas medidas, un periodo transitorio desde el 1 de enero de 2012. De acuerdo con la disposición adicional undécima, su plena y definitiva eficacia se subordina a la inexistencia de objeciones por parte de la Comisión Europea en lo que a su compatibilidad con el ordenamiento comunitario concierne.

De conformidad con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, la tasa de retribución financiera de la inversión neta reconocida estará referenciada al rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado. Para el primer periodo regulatorio, que se extiende hasta el 31 de diciembre de 2019, dicha tasa se corresponderá con el rendimiento medio de las cotizaciones en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a 10 años de los meses de abril, mayo y junio de 2013 incrementada en 200 puntos básicos.

Los importes registrados en aplicación de esta normativa a 31 de diciembre de 2017 se describen en la Nota 19.1.1.

Producción de centrales de carbón autóctono

El Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, modificado por el Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, estableció un mecanismo que garantizaba, por razones de seguridad de suministro, la producción de ciertas centrales de carbón autóctono, contemplándose un precio regulado para retribuir dicha energía. La aplicación práctica de este Real Decreto

se inició en febrero de 2011 y finalizó el 31 de diciembre de 2014.

Producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos

El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, ha aprobado un nuevo sistema de retribución para las instalaciones productoras de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, de cogeneración y de residuos, tras el Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del Sistema Eléctrico y la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

La nueva metodología sustituye el esquema de tarifas reguladas anterior por un nuevo marco en el que se aplica el concepto de rentabilidad razonable, establecida en una rentabilidad antes de impuestos situada en el entorno del rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a 10 años más 300 puntos básicos. En este nuevo marco, adicionalmente a la retribución por la venta de la energía valorada al precio del mercado, las instalaciones percibirán una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que se defina que no puedan ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo, al que se denomina retribución a la operación.

El nuevo régimen retributivo será de aplicación tanto a las instalaciones existentes como a las nuevas. Para las nuevas instalaciones, el otorgamiento del régimen retributivo específico se establecerá mediante procedimientos de concurrencia competitiva.

En los Territorios No Peninsulares (TNP) se establece un incentivo a la inversión por reducción de los costes de generación.

La normativa establece también las condiciones para la revisión de los diferentes parámetros retributivos. Estos únicamente podrán modificarse, según el caso, cada 6 años, cada 3 o de forma anual. El valor estándar de la inversión inicial

y la vida útil regulatoria permanecerán invariables una vez reconocidos a cada instalación tipo.

Con fecha 20 de junio de 2014 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos, y en la que se fijan los valores concretos de los costes estándares para cada una de las instalaciones tipo definidas.

Con fecha 5 de agosto de 2014 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los Sistemas Eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP).

Con fecha 22 de febrero de 2017 se publicó la Orden Ministerial ETU/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo, a efectos de su aplicación al semiperíodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017.

Los importes registrados en aplicación de esta normativa a 31 de diciembre de 2017 se describen en la Nota 19.1.1.

Subasta de renovables

Con fecha 1 de abril de 2017 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, por el que se establece una convocatoria para la asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones de producción de energías renovables, mediante el procedimiento de subasta, de hasta un máximo de 3.000 MW de potencia instalada.

Este Real Decreto ha sido desarrollado por medio de la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, que regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico de dicha subasta, así como los parámetros retributivos de la instalación tipo de referencia y de las instalaciones tipo, y las características de la subasta, y de Resoluciones, de 10 de abril de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía por las que se aprobaron la convocatoria de la subasta así como las reglas y procedimiento de la misma.

Como resultado de esta subasta, celebrada el 17 de mayo de 2017, ENDESA, a través de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), ha sido adjudicataria de una potencia de 540 MW eólicos (véanse Notas 2.3, 5.3, 6.1 y 39).

Adicionalmente, con fecha 17 de junio de 2017 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 650/2017, de 16 de junio, por el que se establece un nuevo cupo de 3.000 MW de potencia instalada de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, desarrollado mediante la Orden ETU/615/2017, de 27 de junio, que determina el procedimiento de asignación y los parámetros retributivos de dicha subasta, y la Resolución de 30 de junio de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se convoca subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 650/2017, de 16 de junio.

Como resultado de esta subasta, celebrada el 26 de julio de 2017, ENDESA, a través de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), ha sido adjudicataria de una potencia de 339 MW fotovoltaicos (véanse Notas 2.3, 5.3, 6.1 y 39).

Autoconsumo

Con fecha 10 de octubre de 2015 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas para el suministro y la producción de electricidad con autoconsumo, estableciendo un marco normativo donde se garantiza la sostenibilidad económica del Sistema y el reparto adecuado de las cargas del Sistema.

Igualmente, desarrolla los peajes y cargos que debe pagar el autoconsumo, de conformidad con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que ya establecía que el autoconsumo debe contribuir a la financiación de los costes y servicios del Sistema en la misma cuantía que el resto de consumidores. A este principio se establecen 2 excepciones a las que se les exceptúa de dichos costes:

- Los consumidores en las islas, y
- Los pequeños consumidores de potencia contratada hasta 10 kW.

Por otro lado, se crea un registro de las instalaciones de autoconsumo para que el Operador del Sistema y las compañías distribuidoras puedan conocer las instalaciones de generación que existen en sus redes y garantizar así la correcta operación del Sistema Eléctrico en condiciones de seguridad.

Canon por utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica

Con fecha 10 de junio de 2017 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto Ley 10/2017, de 9 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes para paliar los efectos producidos por la sequía en determinadas cuencas hidrográficas modificando la actual Ley de Aguas.

Entre otros aspectos, este Real Decreto Ley modifica el tipo de gravamen del canon por utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica, que pasa del 22% al 25,5%, ajustándose el porcentaje de reducción para las instalaciones de hasta 50 MW con la finalidad de compensar la subida del tipo de gravamen.

Servicio de disponibilidad

Con fecha 23 de noviembre de 2017 se ha publicado la Orden ETU/1133/2017, de 21 de noviembre, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Entre otros aspectos, la Orden modifica la retribución del servicio de disponibilidad, prorrogando el servicio de disponibilidad durante el primer semestre de 2018 y eliminando a las instalaciones hidráulicas del cobro de este servicio de disponibilidad durante dicho periodo.

Bono Social

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece que el coste del denominado Bono Social será asumido, como obligación de servicio público, por las matrices de las sociedades o Grupos de sociedades que realicen simultáneamente actividades de producción, distribución y comercialización de

energía eléctrica, de forma proporcional al porcentaje que corresponda considerando tanto el número de suministros conectados a las redes de distribución como el número de clientes a los que suministra la actividad de comercialización, porcentaje que, en relación con el ejercicio 2016, fue fijado para ENDESA en el 41,10% mediante la Orden IET/1451/2016, de 8 de septiembre.

No obstante lo anterior, mediante Sentencia de fecha 24 de octubre de 2016 la Sala de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Supremo declaró inaplicable el régimen de financiación del Bono Social establecido en el artículo 45.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, por resultar incompatible con la Directiva 2009/72/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, reconociendo el derecho de las empresas a la recuperación de las cantidades aportadas. La Administración del Estado promovió un incidente de nulidad de actuaciones contra dicha Sentencia del Tribunal Supremo que fue desestimado mediante Auto de fecha 14 de diciembre de 2016 y, con fecha 2 de febrero de 2017, se ha presentado recurso de amparo ante el Tribunal Constitucional contra la misma (véase Nota 17.3). Con fecha 3 de octubre y 27 de diciembre de 2017 se han publicado la Orden ETU/929/2017, de 28 de septiembre, y la Orden ETU/1288/2017, de 22 de diciembre, por las que se ejecutan las diversas sentencias habidas a este respecto y se ordena a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) el pago de los importes correspondientes a la financiación del Bono Social de 2014, 2015 y 2016.

En el ejercicio 2017 la Sociedad ha procedido a reconocer dicho ingreso y ha registrado en el Estado del Resultado Consolidado un importe de 222 millones de euros en el epígrafe de «Otros Aprovechamientos Variables y Servicios» y 15 millones de euros en el epígrafe de «Ingreso Financiero», los cuales han sido cobrados en su totalidad a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas (véanse Notas 26 y 30).

Con fecha 24 de diciembre de 2016 se publicó el Real Decreto Ley 7/2016, de 23 de diciembre, por el que se regula el mecanismo de financiación del coste del Bono Social y otras medidas de protección al consumidor vulnerable de energía eléctrica. De acuerdo con dicho Real Decreto Ley, el Bono Social será asumido por las matrices de los grupos de sociedades que desarrollen la actividad de comercialización de energía eléctrica, o por las propias sociedades que así lo hagan si no forman parte de ningún grupo societario, en el

porcentaje correspondiente a la cuota de clientes. Dicho porcentaje será calculado anualmente por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

La disposición transitoria única del Real Decreto Ley establece el porcentaje de reparto del Bono Social a aplicar desde su entrada en vigor, siendo el correspondiente a ENDESA del 37,7% para el ejercicio 2017.

Durante el mes de enero de 2018 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha publicado la propuesta de porcentaje de financiación para 2018, resultando el porcentaje propuesto para ENDESA en el 37,14%.

Con fecha 7 de octubre de 2017 se ha publicado el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el Bono Social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, así como la Orden ETU/943/2017, de 6 de octubre, por la que se desarrolla el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre.

Entre otros aspectos, se identifican 3 categorías de clientes vulnerables en función del nivel de renta, medido a través del Indicador Público de Renta de Efectos Múltiples (IPREM), estableciendo diferentes porcentajes de descuento según cada categoría. En concreto, las 3 categorías que se definen son:

- Clientes vulnerables (25% de descuento).
- Clientes vulnerables severos (40% de descuento).
- Clientes vulnerables severos en riesgo de exclusión social (100% de descuento), siendo éstos últimos aquellos clientes vulnerables severos a los que los servicios sociales acrediten que les estuvieran financiando, al menos, el 50% de la factura.

Este Real Decreto regula también aspectos referentes al suministro y, entre otras, aumenta de 2 a 4 meses el plazo de corte por impago para los clientes vulnerables (en el caso de los clientes vulnerables severos en riesgo de exclusión social no se podrá cortar el suministro, al tener la condición de suministro esencial).

Déficit de las actividades reguladas

Los Reales Decretos Ley 6/2009, de 30 de abril, y 6/2010, de 9 de abril, establecieron que, a partir del año 2013, las tarifas de acceso a la red que se fijan deberían ser suficientes para cubrir la totalidad de los costes del Sistema Eléctrico, de forma que no se generasen nuevos déficits ex ante. Igualmente, para el periodo 2009–2012 el citado Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, estableció un límite máximo de déficit para cada uno de los años debiéndose fijar en estos años las tarifas de acceso en importe suficiente para que no se superen estos límites. Estos límites fueron modificados por el Real Decreto Ley 14/2010, de 23 de diciembre, y el Real Decreto Ley 29/2012, de 28 de diciembre.

A su vez los mencionados Reales Decretos Ley regularon el proceso de titulización de los derechos de cobro acumulados por las empresas eléctricas por la financiación de dicho déficit, incluyendo las compensaciones por los sobrecostes de la generación extrapeninsular del periodo 2001–2008 pendientes de recuperar.

Por otro lado, la normativa recoge igualmente que, en el supuesto de que existan desajustes temporales en las liquidaciones de actividades reguladas, éstos deberán ser financiados en un determinado porcentaje por las sociedades que se señalan en la citada Norma (correspondiendo a ENDESA el 44,16%), teniendo dichas sociedades el derecho de recuperar los importes financiados en las liquidaciones de actividades reguladas del ejercicio en el que se reconozcan.

El Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, desarrolló la regulación del proceso de titulización del déficit del Sistema Eléctrico generado hasta el 31 de diciembre de 2012, y el Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre, del déficit generado en 2013. Con las cesiones realizadas en virtud de lo establecido en los citados Reales Decretos, la última de las cuales se acordó con fecha 15 de diciembre de 2014, se completó la cesión de la totalidad de los derechos reconocidos por déficit de tarifa hasta el año 2013.

Para los ejercicios que se inicien desde 2014, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico estableció que los desajustes temporales que se produzcan serán financiados por todos los sujetos del Sistema de liquidaciones, de forma proporcional a la retribución que les corresponda, estableciéndose unos límites a los mismos equivalentes al 2%

anual de los ingresos estimados del Sistema (o del 5% en términos acumulados). En el supuesto de que se sobrepasen los límites antes indicados, se revisarán los peajes o cargos en un importe equivalente. Dentro de los límites citados, los desajustes generarán para los sujetos financiadores el derecho a su recuperación en los 5 años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las de mercado.

Conforme a la liquidación definitiva de 2016 aprobada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en noviembre de 2017, el ejercicio 2016 finalizó con un superávit de 421 millones de euros.

Por otro lado, la Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018, establece que por Orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se podrán incluir como ingresos liquidables del Sistema Eléctrico hasta un máximo de 200 millones de euros en el ejercicio 2017 y 500 millones de euros para el acumulado de los ejercicios 2017 y 2018.

Los importes registrados en aplicación de esta normativa a 31 de diciembre de 2017 se describen en la Nota 19.1.1.

Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los Precios Voluntarios para el Pequeño Consumidor (PVPC) de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación

Con fecha 29 de marzo de 2014 se publicó este Real Decreto, que contempla la metodología de cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) a partir del 1 de abril de 2014, y cuyos principales aspectos fueron los siguientes:

→ El coste de la energía a utilizar en el cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) será el precio horario del mercado diario e intradiario en el periodo de facturación, al que habrá que adicionar los servicios de ajuste, pagos por capacidad y los pagos por la

financiación del Operador del Sistema y el Operador del Mercado.

- Si se dispone de contadores con telegestión integrados en los Sistemas, se aplicará el precio horario al consumo horario real, mientras que, en caso contrario, se utilizará un perfil publicado por el Operador del Sistema.
- Este nuevo mecanismo ha sido de aplicación desde el 1 de abril de 2014. Antes del 1 de julio de 2014 los Comercializadores de Referencia adaptarán sus sistemas de información a fin de realizar la facturación con el nuevo esquema. Hasta dicho momento, el coste de la energía a aplicar en el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) fue el establecido, con carácter transitorio, para el primer trimestre de 2014, procediéndose posteriormente, en la primera facturación realizada una vez se adapten los sistemas de información al nuevo Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), a regularizar en las facturaciones efectuadas por los consumos realizados desde el 1 de abril de 2014.
- Del mismo modo, se han de regularizar en la primera facturación realizada, una vez que se adapten los sistemas, los consumos del primer trimestre de 2014, conforme a lo establecido en el Real Decreto Ley 17/2013, de 27 de diciembre, por el diferencial entre el precio del mercado y el coste de adquisición de energía incluido en el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) en ese periodo.
- Se establece igualmente que, en el plazo de 2 meses desde su publicación, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) remitirá a la Secretaría de Estado de Energía una propuesta de procedimientos donde se regule la comprobación, validación y cierre de datos procedentes de equipos de medida conectados al sistema de telegestión a efectos de la gestión de la medida horaria. Estos procedimientos establecerán un plazo máximo para que los encargados de lectura efectúen la telemedida de todos los contadores de telegestión instalados.
- Alternativamente los Comercializadores de Referencia estarán obligados a realizar una oferta a los clientes con derecho a Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) en forma de un precio fijo para el plazo de un año, integrado por los peajes revisables y un valor fijo durante un año, en €/kWh, para el resto de conceptos. La oferta

estará vigente durante un mes y será uniforme en toda España, pudiendo tener cada Comercializador de Referencia una única oferta vigente.

- El Real Decreto contempla otros aspectos, entre ellos, que el Bono Social será equivalente a un descuento del 25% sobre el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC).

Con fecha 4 de junio de 2015 se publicaron los procedimientos de operación para la facturación horaria a los consumidores acogidos al Precio Voluntario del Pequeño Consumidor (PVPC). En virtud de estos procedimientos, desde el 1 de julio de 2015 los consumidores que dispongan de un contador con telemedida efectivamente integrado serán facturados conforme a su consumo real de cada hora, en lugar de conforme a un perfil de consumo. Sin perjuicio de lo anterior, las compañías eléctricas disponían de un periodo de adaptación de los sistemas informáticos hasta el 1 de octubre de 2015.

Con fecha 25 de noviembre de 2016 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 469/2016, de 18 de noviembre, que establece la metodología para la fijación del margen de comercialización del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), dando así cumplimiento a diversas sentencias del Tribunal Supremo que anularon el margen de comercialización establecido en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los Precios Voluntarios para el Pequeño Consumidor (PVPC) de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

Con fecha 24 de diciembre de 2016 se ha publicado la Orden Ministerial ETU/1948/2016 que, con entrada en vigor el 1 de enero de 2017, establece los valores del margen comercial del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). Mediante la Orden Ministerial ETU/258/2017, publicada el 25 de marzo de 2017 y con fecha de entrada en vigor el día siguiente, se ha fijado un nuevo valor para la parte de dicho margen comercial correspondiente al coste de contribución al Fondo Nacional de Eficiencia Energética.

Eficiencia Energética

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, creó, en el ámbito de la Eficiencia Energética, el Fondo Nacional de

Eficiencia Energética para cumplir con el objetivo de ahorro energético.

La Orden ETU/258/2017, de 24 de marzo, establece para ENDESA una aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética de 29,3 millones de euros correspondientes a las obligaciones del ejercicio 2017.

El Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital ha iniciado la tramitación de la propuesta de aportación para 2018, siendo el importe propuesto para ENDESA de 28,5 millones de euros.

Tarifa eléctrica 2017

Con fecha 29 de diciembre de 2016 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso para 2017.

De acuerdo a dicha Orden, los peajes se mantienen sin cambios.

Tarifa eléctrica 2018

Con fecha 27 de diciembre de 2017 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso para 2018.

De acuerdo a dicha Orden, los peajes se mantienen sin cambios.

Sistema gasista

Con fecha 22 de mayo de 2015 se publicó la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, cuyo objetivo es, entre otros, modificar la Ley de Hidrocarburos para actualizarla a los nuevos tiempos con el objetivo de incrementar la competencia y la transparencia en el sector de hidrocarburos, reducir el fraude, garantizar mayor protección al consumidor, reducir costes para los consumidores y adaptar el régimen de infracciones y sanciones.

En el ámbito del gas natural, se persigue crear un mercado organizado de gas natural que permitirá obtener precios más competitivos y transparentes para los consumidores, así como facilitar la entrada de nuevos comercializadores incrementando la competencia. Igualmente, se designa al Operador del Mercado organizado de gas, se posibilita que cualquier instalador de gas natural habilitado pueda realizar la inspección de las instalaciones (anteriormente se hacían a través de los distribuidores), se fomenta la entrada de nuevos comercializadores mediante el reconocimiento mutuo de licencias para comercializar gas natural con otro país miembro de la Unión Europea con el que exista un acuerdo previo, y se adoptan algunas medidas en relación a las existencias mínimas de seguridad para, sin menoscabar la seguridad de suministro, dotar a los comercializadores de una mayor flexibilidad y un menor coste, habilitando a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) a mantener las existencias estratégicas de gas natural.

Con fecha 31 de octubre de 2015 se publicó el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural. Este Real Decreto contiene las normas básicas para el funcionamiento de este mercado del gas, así como otras medidas como el procedimiento de inspección de las instalaciones de gas.

Con fecha 13 de diciembre de 2017 se publicó, tras acuerdo del Consejo de Ministros de 10 de noviembre de 2017, una resolución por la que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de creador de mercado obligatorio por parte de los operadores dominantes del mercado de gas natural, entre los que se incluye ENDESA.

Tarifa de gas natural 2017

La Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, ha mantenido, en general, los peajes de acceso respecto a 2016 habiéndose actualizado, por otro lado, las Tarifas de Último Recurso (TUR) con una reducción media del 9% como consecuencia del descenso del coste de la materia prima.

Tarifa de gas natural 2018

La Orden ETU/1283/2017, de 22 de diciembre, ha mantenido, en general, los peajes de acceso respecto a 2017 habiéndose actualizado, por otro lado, las Tarifas de Último Recurso (TUR) con un aumento medio del 5% como consecuencia del incremento del coste de la materia prima.

5. Combinaciones de negocio

Ejercicio 2017

5.1. Adquisición de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT)

Con fecha 29 de diciembre de 2016 ENDESA, S.A., a través de su sociedad íntegramente participada ENDESA Medios y Sistemas, S.L.U., formalizó con ENEL Iberia, S.L.U. un contrato para la adquisición a ésta última de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) relativa al ámbito de ENDESA (véase Nota 35.1.2).

La operación ha supuesto la transmisión de los medios materiales, humanos y contratos con terceros afectos al desarrollo de estas actividades.

La fecha efectiva de la transacción ha sido el 1 de enero de 2017 y ha supuesto para ENDESA una reordenación de las actividades de soporte en sistemas y telecomunicaciones (ICT) con la que se persigue dotar a las mismas de mayor flexibilidad para adaptarse a las necesidades de su perímetro corporativo simplificando procedimientos internos y de gestión administrativa.

La salida neta de efectivo relativa a esta transacción se corresponde con el valor razonable de la contraprestación entregada, que ha ascendido a 246 millones de euros, y los costes asociados a esta transacción han sido inferiores a un millón de euros.

El precio estipulado para la compra de esta actividad ha ascendido a 246 millones de euros, que fueron desembolsados en la fecha de formalización del contrato, y la transacción se ha registrado mediante la aplicación del método de adquisición asignándose, de manera definitiva, a las siguientes partidas de los Estados Financieros Consolidados:

Millones de Euros

	Notas	Valor Razonable
Activo No Corriente		95
Inmovilizado Material	6	64
Activo Intangible	8	30
Activos Financieros no Corrientes	19.1	1
Total Activo		95
Pasivo No Corriente		8
Provisiones no Corrientes	17.1 y 17.3	8
Pasivo Corriente		2
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes		2
Total Pasivo		10
Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos		85

La determinación del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) se ha realizado a través del descuento de los flujos de caja libre determinados en función del plan de negocio y de la dinámica del sector de sistemas y telecomunicaciones.

Las hipótesis consideradas en el enfoque de valoración de los activos adquiridos y pasivos asumidos de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) determinan la clasificación de los mismos en el Nivel 3 de la jerarquía de valor razonable expuesta en la Nota 3r.

La diferencia entre el coste de la combinación de negocios y el valor razonable de los activos y pasivos registrados ha generado un fondo de comercio por importe de 161 millones de euros (véase Nota 10) por las sinergias a obtener en la operación basadas en aspectos tales como la posibilidad de mayor autonomía para ENDESA en la gestión futura en la operativa de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT), así como la simplificación y mejoras de explotación, de gestión y reducción de costes esperadas.

La aportación de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) durante el ejercicio 2017 ha sido la siguiente:

Millones de Euros

	2017
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	30
Resultado de Explotación (EBIT)	12

5.2. Eléctrica de Jafre, S.A.

Con fecha 31 de mayo de 2017 ENDESA Red, S.A.U. ha adquirido el 52,54% del capital social de Eléctrica de Jafre, S.A., sociedad cuya actividad consiste en el transporte y distribución de electricidad, así como el alquiler y lectura de contadores de agua y luz, y sobre la que previamente mantenía una participación del 47,46% (véanse Notas 2.3.1 y 11.1).

Como resultado de dicha transacción ENDESA ha tomado el control de Eléctrica de Jafre, S.A. frente a la influencia significativa que mantenía hasta la fecha reforzando con ello su actividad distribuidora.

La salida neta de efectivo originada por la adquisición de Eléctrica de Jafre, S.A. ha ascendido a un millón de euros, correspondiendo al precio acordado en la transacción (véase Nota 33.2).

El precio de compra se ha asignado, de manera definitiva, en función del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos (Activos Netos Adquiridos) de Eléctrica de Jafre, S.A. en la fecha de adquisición, a las siguientes partidas de los Estados Financieros Consolidados:

Millones de Euros

	Notas	Valor Razonable
Activo No Corriente		4
Inmovilizado Material	6	4
Total Activo		4
Pasivo No Corriente		1
Ingresos Diferidos	16	1
Pasivo Corriente		1
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes		1
Total Pasivo		2
Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos		2

En la determinación del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos se han tenido en consideración los flujos de caja descontados esperados en aplicación del régimen retributivo vigente en la fecha de adquisición.

Las hipótesis consideradas en el enfoque de valoración de los activos adquiridos y pasivos asumidos de Eléctrica de Jafre, S.A. determinan la clasificación de los mismos en el Nivel 3 de la jerarquía de valor razonable expuesta en la Nota 3r.

Durante el ejercicio 2017 los ingresos ordinarios y resultados después de impuestos generados por esta sociedad desde la fecha de adquisición el pasado 31 de mayo de 2017 no han sido significativos. Asimismo, si la adquisición se hubiera producido con fecha 1 de enero de 2017, los ingresos ordinarios y los resultados después de impuestos generados por esta transacción durante el ejercicio 2017 habrían sido inferiores a un millón de euros.

El resultado neto generado en la fecha de toma de control como consecuencia de la valoración a valor razonable de la participación no dominante del 47,46%, mantenida previamente en Eléctrica de Jafre, S.A. ha sido inferior a un millón de euros (véase Nota 11.1).

5.3. Operaciones Societarias relacionadas con la adjudicación de capacidad otorgada en las subastas de renovables

Como resultado de las subastas de capacidad celebradas el 17 de mayo de 2017 y 26 de julio de 2017 y por las que ENDESA, a través de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), ha sido adjudicataria de 540 MW eólicos y 339 MW fotovoltaicos, respectivamente (véanse Notas 4 y 6.1), se han formalizado las siguientes operaciones societarias:

→ Constitución, con fecha 2 de noviembre de 2017, de una nueva sociedad denominada Explotaciones Eólicas Santo Domingo de Luna, S.A. (tecnología eólica) con un porcentaje de participación del 51%.

→ Adquisición de las siguientes sociedades:

	Fecha de Adquisición	Tecnología	Porcentaje de Participación a 31 de diciembre de 2017
			Control
Seguidores Solares Planta 2, S.L.U.	23 de noviembre de 2017	Fotovoltaica	100,00
Baylio Solar, S.L.U.	15 de diciembre de 2017	Fotovoltaica	100,00
Dehesa de los Guadalupe Solar, S.L.U.	15 de diciembre de 2017	Fotovoltaica	100,00
Furatena Solar 1, S.L.U.	15 de diciembre de 2017	Fotovoltaica	100,00

El precio acordado para el conjunto de las mencionadas operaciones ha ascendido a 5 millones de euros, siendo la salida neta de efectivo total originada de un millón de euros (véase Nota 33.2).

ENDESA ha contabilizado la adquisición de estas sociedades como una combinación de negocios y, de la aplicación del método de adquisición, se ha procedido a reconocer de forma definitiva, en cada una de las fechas de adquisición, los activos adquiridos y pasivos asumidos (Activos Netos Adquiridos) de las mencionadas sociedades por su valor razo-

nable, en las siguientes partidas de los Estados Financieros Consolidados:

Millones de Euros

	Notas	Valor Razonable
Activo No Corriente		6
Inmovilizado Material	6	6
Total Activo		6
Pasivo No Corriente		1
Pasivos por Impuesto Diferido	22.2	1
Total Pasivo		1
Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos		5

Tanto la sociedad de nueva constitución como las sociedades adquiridas se encuentran en fase de tramitación de los permisos y licencias para el desarrollo de los proyectos, por lo que todavía no se ha iniciado la construcción de las instalaciones de energía renovable y, por tanto, no han generado ingresos ordinarios desde la fecha de adquisición y/o constitución.

Ejercicio 2016

5.4. Adquisición de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)

Con fecha 27 de julio de 2016, ENDESA Generación S.A.U., sociedad íntegramente participada por ENDESA S.A. (ENDESA), adquirió a ENEL Green Power International B.V el 60% del capital social de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), compañía en la que previamente mantenía una participación del 40% sobre su capital social (véanse Notas 2.3.1, 2.4 y 11.1).

ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) es una compañía dedicada, directamente o a través de sociedades controladas, a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables en el territorio español y cuenta en la actualidad con 91 plantas de generación eólica, hidráulica y solar, con una capacidad instalada bruta a 31 de diciembre de 2017 de 1.675 MW y una producción de 3.441 GWh en el ejercicio 2017.

La operación de compra supuso para ENDESA, a la fecha de materialización, la toma de control sobre ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), frente a la influencia significativa que mantenía hasta el momento como resultado de su participación en el 40% de su capital social.

A través de esta adquisición ENDESA reforzó su presencia en el mercado ibérico de generación incorporando a su «mix» de producción una cartera atractiva de activos de producción de electricidad de origen renovable.

En el Anexo IV de estas Cuentas Anuales Consolidadas se detallan las sociedades que formaban parte de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) a la fecha de adquisición.

ENDESA registró esta transacción mediante la aplicación del método de adquisición por considerar que la operación contiene sustancia económica y constituye un negocio de acuerdo a la definición aportada por la NIIF 3 «Combinaciones de Negocios» (véase Nota 2.7).

El precio correspondiente a la adquisición del 60% de dicha participación ascendió a 1.207 millones de euros habiendo sido totalmente desembolsado el 27 de julio de 2016. Para atender el pago ENDESA, S.A. emitió Euro Commercial Paper (ECP) a través de International ENDESA B.V., cuyas renovaciones están respaldadas por líneas de crédito bancarias irrevocables, por importe de 1.200 millones de euros y completó el importe con la disposición adicional de fondos de dichas líneas de crédito bancarias (véase Nota 18.2). Por su parte, ENDESA, S.A. financió a ENDESA Generación, S.A.U. mediante la operativa inter-compañía habitual.

El cálculo de la salida neta de efectivo originada por la adquisición del 60% de la participación en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) fue el siguiente (véase Nota 33.2):

Millones de Euros	
	Notas
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes de la Adquirida	(31)
Importe Neto Pagado en Efectivo ¹	1.209
Total	33.2 1.178

¹ Incluye costes de la adquisición registrados en el epígrafe «Otros Gastos Fijos de Explotación» del Estado del Resultado Consolidado por importe de 2 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2017, habiendo transcurrido un año desde la fecha de adquisición de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), la combinación de negocios está contabilizada de forma definitiva, al haber culminado en 2017 la medición a valor razonable de los activos, pasivos y pasivos contingentes, una vez se han obtenido las conclusiones finales sobre la valoración de determinados activos indemnizatorios y pasivos contingentes (véase Nota 17.3).

Con el objeto de integrar ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) en los Estados Financieros Consolidados de ENDESA, el precio de compra se ha asignado, de manera definitiva, en función del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos (Activos Netos Adquiridos) de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) en la fecha de adquisición a las siguientes partidas de los Estados Financieros Consolidados:

Millones de Euros

	Notas	Valor Razonable Provisional	Ajustes de Valoración del Período (Notas 10, 17.3 y 19.1.1)	Valor Razonable Asignación Definitiva
Activo No Corriente		2.328	(2)	2.326
Inmovilizado Material	6	1.248	—	1.248
Activo Intangible	8	757	—	757
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	11	34	—	34
Activos Financieros no Corrientes	19.1	252	(2)	250
Activos por Impuesto Diferido	22.1	37	—	37
Activo Corriente		143	—	143
Existencias		29	—	29
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar		70	—	70
Activos Financieros Corrientes		13	—	13
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes		31	—	31
Total Activo		2.471	(2)	2.469
INTERESES MINORITARIOS	15.2	148	—	148
Pasivo No Corriente		445	(4)	441
Ingresos Diferidos	16	9	—	9
Provisiones no Corrientes		55	(4)	51
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares		2	—	2
Otras Provisiones no Corrientes	17.3	53	(4)	49
Deuda Financiera no Corriente	18.1	141	—	141
Otros Pasivos no Corrientes		9	—	9
Pasivos por Impuesto Diferido	22.2	231	—	231
Pasivo Corriente		164	—	164
Deuda Financiera Corriente		86	—	86
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes		78	—	78
Total Pasivo		609	(4)	605
Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos¹		1.714	2	1.716

¹ Los principales activos revalorizados pertenecen a la categoría de Activo Intangible (véase Nota 8).

La diferencia entre el coste de la combinación de negocios y el valor razonable de los activos y pasivos registrados indicados anteriormente, teniendo en consideración asimismo el valor razonable de la inversión previamente mantenida en el 40% del capital social de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) por importe de 805 millones de euros (véase Nota 11.1), ha supuesto el reconocimiento de un fondo de comercio definitivo por importe de 296 millones de euros, no deducible fiscalmente (véase Nota 10).

El valor razonable de los activos no financieros adquiridos se determinó en base a su mejor y mayor uso, el cual no difiere de su uso actual.

La medición del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) se ha obtenido a través de una valoración realizada por un experto independiente, fundamentalmente, en base al «enfoque de ingresos» mediante el cual el valor razonable del activo se determina a través de su capacidad para generar ingresos durante su vida útil restante. El valor razonable se determinó mediante técnicas de actualización al valor presente de los flujos de caja futuros libres previstos, determinando un valor de negocio para cada proyecto que, en la fecha de toma de control, se encontraba en fase de explotación o de construcción.

Las hipótesis consideradas en el enfoque de valoración de los activos adquiridos y pasivos asumidos de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) determinan la clasificación de los mismos en el Nivel 3 de la jerarquía de valor razonable expuesta en la Nota 3r.

El fondo de comercio se generó por las sinergias de la propia combinación de negocios basadas en aspectos tales como la optimización de la posición de ENDESA en el mercado diario e intradiario debido a la integración de la oferta de los activos renovables al resto del portfolio de generación de ENDESA, la reducción de los costes de gestión del parque de generación asociados a centros de control, subasta y despacho, la disminución de los costes por desvíos de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) y la mayor cobertura de la actividad de comercialización del Grupo con la consecuente reducción del riesgo asociado a una disminución de la posición corta.

La aportación de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) al resultado neto del ejercicio 2016 ascendió a 38 millones de euros conforme al siguiente detalle:

Millones de Euros	
	2016
Ingresos	118
Margen de Contribución	104
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) ¹	75
Resultado de Explotación (EBIT) ²	16
Resultado Financiero Neto	1
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	(65) ³
Impuesto sobre Sociedades	87 ⁴
Intereses Minoritarios	(1)
Total	38

¹ Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) = Ingresos – Aprovisionamientos y Servicios + Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo – Gastos de Personal – Otros Gastos Fijos de Explotación.

² Resultado de Explotación (EBIT) = Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) – Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro.

³ Incluye, fundamentalmente, el resultado neto de la participación previa del 40% que ENDESA, S.A., a través de ENDESA Generación, S.A.U., mantuvo hasta la fecha de la toma de control (7 millones de euros), el registro de un deterioro con carácter previo a la toma de control teniendo en consideración que el valor recuperable de la participación del 40% en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) era inferior a su valor contable (72 millones de euros), y el resultado neto, en la fecha de toma de control como consecuencia de la valoración a valor razonable de la participación no dominante del 40% en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) (4 millones de euros, negativos) (véase Nota 11.1).

⁴ Con motivo de la toma de control sobre ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) se registró la reversión de un impuesto diferido de pasivo por importe de 81 millones de euros que ENDESA tenía registrado derivado de la existencia de ganancias no distribuidas por ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) generadas con posterioridad a la pérdida de control en dicha sociedad en el ejercicio 2010 y que cumplían con los requisitos para su reconocimiento (véanse Notas 22.2 y 32).

Si la toma de control se hubiera producido con fecha 1 de enero de 2016, los ingresos ordinarios y los resultados después de impuestos generados por esta transacción durante el ejercicio 2016 habrían ascendido a 289 millones de euros y 51 millones de euros, respectivamente de los que 3 millones de euros habrían correspondido a resultado del periodo de los intereses minoritarios.

5.5. Adquisición de Eléctrica del Ebro, S.A.U.

Con fecha 28 de julio de 2016, ENDESA adquirió la totalidad del capital social de Eléctrica del Ebro, S.A.U. por un precio de 21 millones de euros (véanse Notas 2.3.1, 2.4 y 10).

Eléctrica del Ebro, S.A.U. es una sociedad dedicada a la distribución y comercialización de energía eléctrica en la provincia de Tarragona que cuenta con, aproximadamente, 20.000 clientes en la zona comprendida entre la población de Hospitalet–

Vandellós y el Delta del Ebro y Amposta. Mediante esta adquisición, ENDESA refuerza su actividad distribuidora.

El cálculo de la salida neta de efectivo originada por la adquisición de Eléctrica del Ebro, S.A.U. fue el siguiente:

Millones de Euros	
	Notas
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes de la Adquirida	(1)
Importe Neto Pagado en Efectivo ¹	19
Total	33.2 18

¹ El precio total de la transacción ascendió a 21 millones de euros, de los cuales se encuentran pendientes de desembolso 2 millones de euros, supeditados al cumplimiento de determinadas estipulaciones contractuales. Los costes de la adquisición registrados en el epígrafe «Otros Gastos Fijos de Explotación» del Estado del Resultado Consolidado fueron inferiores a un millón de euros.

La transacción se registró mediante la aplicación del método de adquisición, lo que ha supuesto el reconocimiento, de forma definitiva, de los siguientes activos identificables adquiridos y pasivos asumidos en los Estados Financieros Consolidados:

Millones de Euros		
	Notas	Valor Razonable
Activo No Corriente		27
Inmovilizado Material	6	26
Activos por Impuesto Diferido	22.1	1
Activo Corriente		6
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar		3
Activos Financieros Corrientes		1
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes		2
Total Activo		33
Pasivo No Corriente		8
Ingresos Diferidos	16	3
Pasivos por Impuesto Diferido	22.2	5
Pasivo Corriente		6
Provisiones Corrientes		2
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes		4
Total Pasivo		14
Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos¹		19

¹ Los principales activos revalorizados pertenecen a la categoría de Inmovilizado Material (véase Nota 6).

La diferencia entre el coste de la combinación de negocios y el valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos indicados anteriormente generó un fondo de comercio por importe de 2 millones de euros, que no es deducible fiscalmente (véase Nota 10). Este fondo de comercio se generó por las sinergias derivadas de las mejoras en los costes de naturaleza fija inherentes a la integración.

En la determinación del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos se tuvieron en consideración los flujos de caja descontados esperados en aplicación del régimen retributivo vigente en la fecha de adquisición, establecido en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, y en la Orden IET 2660/2015, de 11 de noviembre.

Las hipótesis consideradas en el enfoque de valoración de los activos adquiridos y pasivos asumidos de Eléctrica del Ebro, S.A.U. determinan la clasificación de los mismos en el Nivel 3 de la jerarquía de valor razonable expuesta en la Nota 3r.

Los resultados después de impuestos generados en el periodo comprendido desde la fecha de adquisición hasta el 31 de diciembre 2016 ascendieron a un millón de euros. Si la adquisición se hubiera producido con fecha 1 de enero de 2016, los ingresos ordinarios y los resultados después de impuestos generados por esta transacción durante el ejercicio 2016 habrían ascendido a 10 millones de euros y 2 millones de euros, respectivamente.

6. Inmovilizado material

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:

Millones de Euros

Inmovilizado Material en Explotación y en Curso	31 de diciembre de 2017			
	Coste	Amortización Acumulada	Pérdidas por Deterioro	Total Inmovilizado
Terrenos y Construcciones	696	(295)	(15)	386
Instalaciones de Generación Eléctrica:	26.109	(17.144)	—	8.965
Centrales Hidráulicas	3.309	(2.476)	—	833
Centrales Carbón / Fuel	8.047	(6.255)	—	1.792
Centrales Nucleares	9.923	(7.045)	—	2.878
Centrales de Ciclo Combinado	3.763	(1.302)	—	2.461
Renovables	1.067	(66)	—	1.001
Instalaciones de Transporte y Distribución:	20.848	(9.526)	—	11.322
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras Instalaciones	20.848	(9.526)	—	11.322
Otro Inmovilizado	578	(349)	(86)	143
Inmovilizado en Curso	978	—	(67)	911
Total	49.209	(27.314)	(168)	21.727

Millones de Euros

Inmovilizado Material en Explotación y en Curso	31 de diciembre de 2016			
	Coste	Amortización Acumulada	Pérdidas por Deterioro	Total Inmovilizado
Terrenos y Construcciones	766	(296)	(53)	417
Instalaciones de Generación Eléctrica:	26.016	(16.662)	(10)	9.344
Centrales Hidráulicas	3.291	(2.468)	(10)	813
Centrales Carbón / Fuel	7.962	(6.061)	—	1.901
Centrales Nucleares	9.934	(6.895)	—	3.039
Centrales de Ciclo Combinado	3.765	(1.209)	—	2.556
Renovables	1.064	(29)	—	1.035
Instalaciones de Transporte y Distribución:	20.409	(9.084)	—	11.325
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras Instalaciones	20.409	(9.084)	—	11.325
Otro Inmovilizado	616	(389)	(101)	126
Inmovilizado en Curso	744	—	(65)	679
Total	48.551	(26.431)	(229)	21.891

Millones de Euros

Inmovilizado Material en Explotación y en Curso	Saldo a 31 de diciembre de 2016	Incorporaciones/ (Reducciones) Sociedades (Nota 5), 1	Inversiones (Nota 6.1)	Bajas	Trasposos y otros ²	Saldo a 31 de diciembre de 2017
Terrenos y Construcciones	766	—	—	(31)	(39)	696
Instalaciones de Generación Eléctrica:	26.016	—	5	(27)	115	26.109
Centrales Hidráulicas	3.291	—	—	(2)	20	3.309
Centrales Carbón / Fuel	7.962	—	1	(5)	89	8.047
Centrales Nucleares	9.934	—	—	(13)	2	9.923
Centrales de Ciclo Combinado	3.765	—	1	—	(3)	3.763
Renovables	1.064	—	3	(7)	7	1.067
Instalaciones de Transporte y Distribución:	20.409	30	4	(167)	572	20.848
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras Instalaciones	20.409	30	4	(167)	572	20.848
Otro Inmovilizado	616	(2)	4	(34)	(6)	578
Inmovilizado en Curso	744	29	965	(2)	(758)	978
Total	48.551	57	978	(261)	(116)	49.209

¹ Corresponde a la adquisición de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) (64 millones de euros) (véase Nota 5.1), Eléctrica de Jafre, S.A. (4 millones de euros) (véase Nota 5.2), las nuevas sociedades relacionadas con la adjudicación de capacidad (6 millones de euros) (véase Nota 5.3) y la desinversiones en Nueva Marina Real Estate, S.L. (7 millones de euros) (véase Nota 2.3.1) y determinadas sociedades de Operación Conjunta (10 millones de euros) (véase Nota 2.5.1).

² Incluye las imputaciones al inmovilizado material de los cambios en las estimaciones de los costes de desmantelamiento de las instalaciones (véase Nota 17.3).

Millones de Euros

Amortización Acumulada y Pérdidas por Deterioro	Saldo a 31 de diciembre de 2016	(Incorporaciones/ Reducciones Sociedades ¹)	Dotaciones ²	Bajas	Trasposos y otros	Saldo a 31 de diciembre de 2017
Terrenos y Construcciones	(349)	—	(16)	27	28	(310)
Instalaciones de Generación Eléctrica:	(16.672)	—	(585)	27	86	(17.144)
Centrales Hidráulicas	(2.478)	—	(30)	2	30	(2.476)
Centrales Carbón / Fuel	(6.061)	—	(247)	5	48	(6.255)
Centrales Nucleares	(6.895)	—	(163)	13	—	(7.045)
Centrales de Ciclo Combinado	(1.209)	—	(93)	—	—	(1.302)
Renovables	(29)	—	(52)	7	8	(66)
Instalaciones de Transporte y Distribución:	(9.084)	3	(571)	165	(39)	(9.526)
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras Instalaciones	(9.084)	3	(571)	165	(39)	(9.526)
Otro Inmovilizado e Inmovilizado en Curso	(555)	3	(15)	34	31	(502)
Total	(26.660)	6	(1.187)	253	106	(27.482)

¹ Corresponde a las desinversiones en Nueva Marina Real Estate, S.L. (3 millones de euros) (véase Nota 2.3.1) y en determinadas sociedades de Operación Conjunta (3 millones de euros) (véase Nota 2.5.1).

² Incluye la reversión neta de pérdidas por deterioro (13 millones de euros) y la dotación a la amortización (1.200 millones de euros) (véase Nota 29).

Millones de Euros

Inmovilizado Material en Explotación y en Curso	Saldo a 31 de diciembre de 2015	Incorporaciones / (Reducciones) Sociedades (Nota 5). 1	Inversiones (Nota 6.1)	Bajas	Trasposos y otros ²	Trasposos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta ³	Saldo a 31 de diciembre de 2016
Terrenos y Construcciones	663	142	—	(67)	29	(1)	766
Instalaciones de Generación Eléctrica:	24.444	1.061	55	(74)	531	(1)	26.016
Centrales Hidráulicas	3.242	14	—	(6)	41	—	3.291
Centrales Carbón / Fuel	7.853	—	22	(38)	125	—	7.962
Centrales Nucleares	9.573	—	24	(21)	358	—	9.934
Centrales de Ciclo Combinado	3.759	—	2	(1)	5	—	3.765
Renovables	17	1.047	7	(8)	2	(1)	1.064
Instalaciones de Transporte y Distribución:	19.936	33	3	(153)	591	(1)	20.409
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras Instalaciones	19.936	33	3	(153)	591	(1)	20.409
Otro Inmovilizado	644	3	8	(52)	13	—	616
Inmovilizado en Curso	901	35	919	—	(1.102)	(9)	744
Total	46.588	1.274	985	(346)	62	(12)	48.551

¹ Corresponde a la adquisición de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) (1.248 millones de euros) (véase Nota 5.4) y Eléctrica del Ebro, S.A.U. (26 millones de euros) (véase Nota 5.5).

² Incluye las imputaciones al inmovilizado material de los cambios en las estimaciones de los costes de desmantelamiento de las instalaciones (véase Nota 17.3).

³ Durante el ejercicio 2016 se traspasaron al epígrafe de «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta» los activos del Inmovilizado Material de Energías de la Mancha Eneman, S.A. y Energía de La Loma, S.A. (véase Nota 2.3.1).

Millones de Euros

Amortización Acumulada y Pérdidas por Deterioro	Saldo a 31 de diciembre de 2015	Incorporaciones/ Reducciones Sociedades	Dotaciones ¹	Bajas	Trasposos y otros	Trasposos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta	Saldo a 31 de diciembre de 2016
Terrenos y Construcciones	(399)	—	(16)	66	—	—	(349)
Instalaciones de Generación Eléctrica:	(16.166)	—	(575)	71	(2)	—	(16.672)
Centrales Hidráulicas	(2.413)	—	(69)	6	(2)	—	(2.478)
Centrales Carbón / Fuel	(5.867)	—	(228)	37	(3)	—	(6.061)
Centrales Nucleares	(6.761)	—	(155)	21	—	—	(6.895)
Centrales de Ciclo Combinado	(1.119)	—	(94)	1	3	—	(1.209)
Renovables	(6)	—	(29)	6	—	—	(29)
Instalaciones de Transporte y Distribución:	(8.655)	—	(584)	151	4	—	(9.084)
Baja y Media Tensión, Equipos de Medida y Telecontrol y otras Instalaciones	(8.655)	—	(584)	151	4	—	(9.084)
Otro Inmovilizado e Inmovilizado en Curso	(553)	—	(55)	53	—	—	(555)
Total	(25.773)	—	(1.230)	341	2	—	(26.660)

¹ Incluye pérdidas por deterioro (22 millones de euros) y la dotación a la amortización (1.208 millones de euros) (véase Nota 29).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 los saldos de inmovilizado incluyen las participaciones en las comunidades de bienes que se detallan a continuación:

Millones de Euros	Comunidades de Bienes		
	% Participación	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Central Nuclear Vandellós II, C.B.	72%	865	875
Central Nuclear Ascó II, C.B.	85%	692	682
Central Nuclear de Almaraz, C.B.	36%	383	378
Central Térmica de Anllares, C.B.	33%	—	9
Salto del Navia, C.B.	50%	14	14

6.1. Información adicional de inmovilizado material

Principales inversiones

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el detalle de las inversiones materiales realizadas es el siguiente:

Millones de Euros	Inversiones Materiales	
	2017 ¹	2016 ^{1,2}
Generación y Comercialización	358	388
Distribución	610	595
Otros	10	2
Total	978	985

¹ No incluye las combinaciones de negocio del periodo (véase Nota 5).

² Incluye las inversiones realizadas en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) desde la toma de control por importe de 12 millones de euros (véase Nota 5.4).

Las inversiones brutas de generación del ejercicio 2017 se corresponden, en su mayor parte, con inversiones realizadas sobre centrales que ya estaban en funcionamiento a 31 de diciembre de 2016 incluyendo las inversiones realizadas en la Central de Carbón de Litoral por importe de 39 millones de euros (83 millones de euros en el ejercicio 2016) y en la

Central de Carbón de As Pontes por importe de 34 millones de euros en relación a la Directiva de Emisiones Industriales (DEI), que conllevan un alargamiento de su vida útil. Asimismo, se incluyen las inversiones relativas a la renovación de grandes componentes en los activos de tecnología renovable.

A 31 de diciembre de 2017 ENDESA ha realizado inversiones por importe de 7 millones de euros relativos a la construcción de la potencia eólica adjudicada (540 MW eólicos y 339 MW fotovoltaicos en las subastas que se han llevado a cabo por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital el 17 de mayo de 2017 y 26 de julio de 2017) (véase Nota 4).

Las inversiones brutas de comercialización corresponden principalmente al desarrollo de la actividad relacionada con productos y servicios de valor añadido (PSVA).

Las inversiones brutas de distribución corresponden a extensiones de la red, así como a inversiones destinadas a optimizar el funcionamiento de la misma, con el fin de mejorar la eficiencia y el nivel de calidad del servicio. Asimismo, incluyen la inversión en la instalación masiva de contadores inteligentes de telegestión y los sistemas para su operación.

Medio ambiente

En el ejercicio 2017 las inversiones de ENDESA en actividades para la protección del medio ambiente han sido de 110 millones de euros (108 millones de euros en el ejercicio 2016), siendo la inversión acumulada a 31 de diciembre de 2017 igual a 1.635 millones de euros (1.525 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

Por lo que respecta a los gastos medioambientales, éstos han ascendido en el ejercicio 2017 a 100 millones de euros (80 millones de euros en el ejercicio 2016). Del total de estos gastos, 45 millones de euros corresponden a la dotación de amortizaciones de las inversiones antes mencionadas (25 millones de euros en el ejercicio 2016).

Test deterioro

Durante el ejercicio 2017 se ha registrado una reversión neta por deterioro por importe de 13 millones de euros (véase Nota 29), correspondiendo a:

- Activos de generación: dotación de deterioro por importe de 1 millón de euros correspondiente a proyectos en curso de activos renovables que finalmente no se van a desarrollar (véase Nota 34.2).
- Activos de distribución: reversión por deterioro de terrenos por importe de 14 millones de euros como consecuencia de las tasaciones realizadas por terceros (véase Nota 34.2).

A 31 de diciembre de 2017 el valor recuperable de estos activos es el siguiente:

Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2017
Activos de Generación	—
Terrenos	48
Total	48

Durante el ejercicio 2016 la dotación neta a la provisión por deterioro ascendió a 22 millones de euros (véase Nota 29), correspondiendo a:

- Activos de generación: reversión por importe de 7 millones de euros de activos de Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U. que van a continuar en explotación y para los que se dotó la correspondiente provisión por desmantelamiento por importe de 5 millones de euros, que constituía la totalidad del valor del inmovilizado material vinculado a estos activos (véase Nota 34.2).
- Activos de distribución: dotación por deterioro de terrenos por importe de 29 millones de euros como consecuencia de las tasaciones realizadas por terceros (véase Nota 34.2).

A 31 de diciembre de 2016 el valor recuperable de estos activos era el siguiente:

Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2016
Activos de Generación	5
Terrenos	34
Total	39

Compromisos de adquisición de inmovilizado material

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de los compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material es el siguiente:

Millones de Euros		
	31 de diciembre de 2017 ¹	31 de diciembre de 2016 ²
Generación y Comercialización	250	147
Distribución	114	190
Otros	—	1
Total	364	338

¹ Incluye 53 millones de euros relativos a compromisos con Empresas del Grupo (véase Nota 35.1.2).

² Incluye 115 millones de euros relativos a compromisos con Empresas del Grupo (véase Nota 35.1.2).

Los compromisos en generación corresponden, principalmente, a inversiones destinadas al parque de producción y se materializarán a partir del ejercicio 2018.

ENDESA, a través de la sociedad ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), ha sido adjudicataria de una potencia de 540 MW eólicos y 339 MW fotovoltaicos en las subastas que se han llevado a cabo el 17 de mayo de 2017 y 26 de julio de 2017, respectivamente, por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (véanse Notas 4 y 5.3). En base a ello, ENDESA tiene previsto invertir aproximadamente 870 millones de euros en la construcción de la potencia eólica adjudicada, de los cuales 7 millones de euros ya se han realizado a 31 de diciembre de 2017 y 1 millón de euros está comprometido a esa misma fecha.

Los compromisos de distribución contemplan inversiones destinadas a la extensión o mejora de la red, así como a la

instalación de contadores inteligentes de telegestión cuya ejecución está prevista hasta el ejercicio 2018.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 no existen compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material correspondientes a Negocios Conjuntos.

Áreas geográficas

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle del inmovilizado material procedente de las principales áreas geográficas donde opera ENDESA es el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
España	21.320	21.461
Portugal	407	430
Total	21.727	21.891

Seguros

ENDESA y las sociedades filiales tienen formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a los que están sujetos los diversos elementos de su inmovilizado material, incluyendo en la citada cobertura todas las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, entendiendo que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos. Adicionalmente, en determinados activos está cubierta la pérdida de beneficios que podría ocurrir como consecuencia de una paralización de las instalaciones. En el ejercicio 2017 se han reconocido indemnizaciones de compañías de seguros por siniestros por daños materiales por importe de 2 millones de euros (3 millones de euros en el ejercicio 2016).

En cumplimiento de las disposiciones legales en vigor en España y ajustándose a lo dispuesto por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, ENDESA tiene asegurados los riesgos a terceros por accidente nuclear que puedan surgir en la explotación de sus centrales hasta 700 millones de euros. Por encima de dicho importe, se estaría a lo dispuesto en los Convenios Internacionales firmados por el Estado Español. Además, las centrales nucleares disponen de un seguro de daños propios incluyendo los producidos a las existencias de combustible así como los originados por avería de maquinaria con un límite de cobertura de 1.500 millones de dólares estadounidenses (USD) (aproximadamente, 1.250 millones de euros) para cada central.

Con fecha 28 de mayo de 2011 se publicó la Ley 12/2011, de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos que eleva la responsabilidad del operador a 1.200 millones de euros permitiendo al operador garantizar tal responsabilidad por varios medios. Esta Norma entrará en vigor cuando, a su vez, lo estén el Protocolo de 12 de febrero de 2004 por el que se modifica el Convenio de Responsabilidad Civil por daños Nucleares (Convenio de París) y el Protocolo de 12 de febrero de 2004, por el que se modifica el Convenio complementario del anterior (Convenio de Bruselas) que, a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, quedan pendientes de ratificar por algunos Estados Miembros de la Unión Europea.

Otra información

A 31 de diciembre de 2017 el importe del inmovilizado material totalmente amortizado que se encuentra todavía en uso asciende a 359 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2017 existen elementos del inmovilizado material en garantía por la financiación recibida de terceros por importe de 159 millones de euros (178 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) (véanse Notas 15.1.12, 18.2.3 y 36.1).

7. Inversiones inmobiliarias

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:

Millones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2016	Incorporación/ (Reducción) Sociedades ¹	Inversión	Traspaso de Inmuebles	Bajas por Ventas	Otros	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta	Saldo a 31 de diciembre de 2017
Inversiones Inmobiliarias en España y Portugal	20	(11)	—	—	—	—	—	9
Total	20	(11)	—	—	—	—	—	9

¹ Corresponde a la salida del perímetro de consolidación de Nueva Marina Real Estate, S.L. (véase Nota 2.3.1)

Millones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2015	Incorporación/ (Reducción) Sociedades	Inversión	Traspaso de Inmuebles	Bajas por Ventas	Otros	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta	Saldo a 31 de diciembre de 2016
Inversiones Inmobiliarias en España y Portugal	21	—	—	—	—	(1)	—	20
Total	21	—	—	—	—	(1)	—	20

7.1. Información adicional de inversiones inmobiliarias

Áreas geográficas

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, la totalidad de las inversiones inmobiliarias de ENDESA se encuentran situadas en España y Portugal.

Seguros

ENDESA tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a que están sujetos los diversos elementos de sus inversiones inmobiliarias, así como las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, entendiéndose que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos.

Otra información

A 31 de diciembre de 2017 el valor de mercado de las inversiones inmobiliarias se sitúa en 16 millones de euros (59 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) (véanse Notas 3b y 19.6.2).

A 31 de diciembre de 2017 ninguna de las inversiones inmobiliarias se encontraba totalmente amortizada ni existían restricciones para su realización.

Los importes registrados como gastos directos en el Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2017 y 2016, relacionados con las inversiones inmobiliarias no son significativos.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, ENDESA no mantiene obligaciones contractuales de compra, construcción o desarrollo de inversiones inmobiliarias, ni de reparación, mantenimiento y mejora.

8. Activo intangible

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2017			
	Coste	Amortización Acumulada	Pérdidas por Deterioro	Valor Neto
Aplicaciones Informáticas	1.425	(965)	—	460
Concesiones	105	(24)	(52)	29
Otros	837	(130)	—	707
Total	2.367	(1.119)	(52)	1.196

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2016			
	Coste	Amortización Acumulada	Pérdidas por Deterioro	Valor Neto
Aplicaciones Informáticas	1.271	(862)	—	409
Concesiones	105	(23)	(60)	22
Otros	824	(83)	—	741
Total	2.200	(968)	(60)	1.172

Millones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2016	Incorporación / (Reducción) de Sociedades ¹	Inversiones (Nota 8.1)	Amortización y Pérdidas por Deterioro ²	Traspasos y otros	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta	Saldo a 31 de diciembre de 2017
Aplicaciones Informáticas	409	29	123	(101)	—	—	460
Concesiones	22	—	—	7	—	—	29
Otros	741	—	10	(48)	4	—	707
Total	1.172	29	133	(142)	4	—	1.196

¹ Corresponde a la adquisición de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) (30 millones de euros) (véase Nota 5.1) y a las desinversiones de determinadas sociedades de Operación Conjunta (1 millón de euros) (véase Nota 2.5.1).

² Incluye la reversión de pérdidas por deterioro (8 millones de euros) y la dotación a la amortización del ejercicio 2017 (150 millones de euros) (véase Nota 29).

Millones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2015	Incorporación / (Reducción) de Sociedades (Nota 5.4)	Inversiones (Nota 8.1)	Amortización y Pérdidas por Deterioro ¹	Traspasos y otros	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta ²	Saldo a 31 de diciembre de 2016
Aplicaciones Informáticas	360	8	141	(100)	—	—	409
Concesiones	14	4	—	(1)	5	—	22
Otros	54	745	2	(32)	(5)	(23)	741
Total	428	757	143	(133)	—	(23)	1.172

¹ Incluye la reversión de pérdidas por deterioro (5 millones de euros) y la dotación a la amortización (138 millones de euros) (véase Nota 29).

² Durante el ejercicio 2016 se traspasaron al epígrafe de «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta» los Activos Intangibles de Energías de la Mancha Eneman, S.A. y Energía de La Loma, S.A. (véase Nota 2.3.1).

8.1. Información adicional de activo intangible

Incorporación / reducción de sociedades

Durante el ejercicio 2017, como consecuencia de la adquisición de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) a ENEL Iberia, S.L.U., el epígrafe «Aplicaciones Informáticas» ha registrado un aumento por importe de 30 millones de euros (véase Nota 5.1).

Durante el ejercicio 2016 el epígrafe «Otros» recogía, fundamentalmente, los activos correspondientes a la toma de control de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) y la asignación realizada del precio de compra al activo intangible correspondiente, fundamentalmente, a las autorizaciones para la explotación de los parques eólicos (véase Nota 5.4).

Principales inversiones

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el detalle de las inversiones en activos intangibles realizadas es el siguiente:

Millones de Euros		
Inversiones Intangibles	2017 ¹	2016 ²
Generación y Comercialización	48	57
Distribución	47	55
Otros	38	31
Total	133	143

¹ No incluye las combinaciones de negocio del periodo (véase Nota 5).

² Incluye las inversiones realizadas en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) desde la toma de control por importe de 2 millones de euros (véase Nota 5.4).

Durante los ejercicios 2017 y 2016 las inversiones realizadas corresponden fundamentalmente a aplicaciones informáticas e inversiones en curso de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT), entre las que se incluye la modificaciones del sistema ERP al nuevo sistema Evolution for Energy (E4E) SAP.

Test de deterioro

En el ejercicio 2017 se ha registrado una reversión de pérdidas por deterioro por importe de 8 millones de euros

(véanse Notas 29 y 34.2) que corresponde, fundamentalmente a la provisión dotada en ejercicios anteriores sobre la concesión de Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz, S.A.U., como resultado de una mejora en los flujos de efectivo previstos (5 millones de euros en el ejercicio 2016). El valor recuperable de esta concesión a 31 de diciembre de 2017 es de 30 millones de euros (23 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

Compromisos de adquisición de activo intangible

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de los compromisos de adquisición de activos intangibles, que corresponden, fundamentalmente, a aplicaciones informáticas, es el siguiente:

Millones de Euros		
	31 de diciembre de 2017 ¹	31 de diciembre de 2016 ¹
Generación y Comercialización	4	1
Distribución	—	1
Otros	3	—
Total	7	2

¹ Ninguno de estos importes están comprometidos con Empresas del Grupo ni corresponden a Negocios Conjuntos.

Áreas geográficas

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle del activo intangible procedente de las principales áreas geográficas donde opera ENDESA es el siguiente:

Millones de Euros		
	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
España	1.196	1.172
Portugal	—	—
Total	1.196	1.172

Otra información

A 31 de diciembre de 2017 el importe del inmovilizado intangible totalmente amortizado que se encuentra todavía en uso asciende a 71 millones de euros.

9. Arrendamientos

9.1. Arrendamiento financiero

Arrendatario

A 31 de diciembre de 2017 los contratos de arrendamiento financiero más significativos formalizados por ENDESA son los siguientes:

→ ENDESA Generación, S.A.U. tiene suscrito un contrato de «tolling» con Elecgas, S.A. (sociedad participada en un 50% por la propia ENDESA Generación, S.A.U.) durante 25 años, del que restan 18 años, por el que Elecgas, S.A. pone a disposición de ENDESA Generación, S.A.U. la totalidad de la capacidad de producción de la planta y se compromete a transformar el gas suministrado en energía eléctrica a cambio de un peaje económico.

→ ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. tiene formalizados contratos de arrendamiento financiero correspondientes a edificios de oficinas, situados en su mayor parte en Barcelona, Lérida y Zaragoza, siendo la duración restante aproximada de 10 años.

→ El resto de contratos de estas características corresponden, principalmente, a operaciones de arrendamiento financiero de vehículos.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el inmovilizado material recoge 437 millones de euros y 466 millones de euros, respectivamente, correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero (véase Nota 18.1).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 los pagos futuros derivados de dichos contratos y su valor actual son los siguientes:

Plazo	Pagos Futuros Previstos		Valor Actual de los Pagos Futuros Previstos	
	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Hasta Un Año	50	51	23	23
Entre Uno y Cinco Años	187	191	90	89
Más de Cinco Años	505	551	362	385
Total	742	793	475	497
Intereses	(267)	(296)	Na	Na
Valor Actual de los Pagos Futuros Previstos	475	497	Na	Na

Con carácter general, aquellos contratos en los que se incluye opción de compra, ésta coincide con el importe establecido como última cuota.

Arrendador

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 ENDESA no tiene formalizados contratos de arrendamiento financiero donde actúe como arrendador.

9.2. Arrendamiento operativo

Arrendatario

A 31 de diciembre de 2017 los contratos de arrendamiento operativo más significativos en los que ENDESA actúa como arrendatario son los siguientes:

- El inmueble en el que se encuentra ubicada su sede social y que tiene vigencia hasta 2023.
- Otros inmuebles en los que se encuentran ubicadas diversas oficinas cuyos vencimientos oscilan entre 1 y 11 años.
- Contratos de arrendamiento correspondientes al derecho de uso de los terrenos donde se encuentran ubicadas determinadas instalaciones de generación de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE). Se trata de contratos a largo plazo, con cláusulas de renovación automática y con vencimientos comprendidos entre 2018 y 2067. La contraprestación de estos contratos se fija mediante la combinación de un importe en función de la capacidad instalada (MW) y la producción (GWh).
- Equipos técnicos cuyos contratos se formalizan para cubrir servicios puntuales de disponibilidad en función de las necesidades operativas y por periodos inferiores a 12 meses.
- Contratos de arrendamiento de diversos elementos de transporte.
- Acuerdos de Concesión Administrativa con diversas Autoridades Portuarias para la ocupación de terrenos públicos donde se ubican instalaciones de generación eléctrica y cuyos vencimientos oscilan entre 2018 y 2067.

Durante el ejercicio 2017 el Estado del Resultado Consolidado recoge 35 millones de euros (34 millones de euros en el ejercicio 2016) correspondientes al devengo de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación descritos anteriormente, de los cuales 1 millón de euros corresponden a pagos variables relacionados con la producción de los parques eólicos (1 millón de euros en el ejercicio 2016) (véase Nota 28).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

Millones de Euros

Plazo	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Hasta Un Año	28	29
Entre Uno y Cinco Años	106	105
Más de Cinco Años	103	143
Total	237	277

Arrendador

A 31 de diciembre de 2017 los contratos de arrendamiento operativo más significativos en los que ENDESA actúa como arrendador son los siguientes:

- ENDESA Energía, S.A.U. tiene formalizados contratos de arrendamiento operativo con terceros, correspondientes a elementos del inmovilizado, para el suministro de productos y servicios de valor añadido (PSVAs).
- ENDESA Ingeniería, S.L.U. tiene formalizados con operadores de telecomunicaciones contratos de cesión de uso del cable de fibra óptica de determinadas líneas de distribución eléctrica.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Menos de un Año	3	5
Entre Uno y Cinco Años	14	16
Más de Cinco Años	5	3
Total	22	24

El importe de las cuotas de arrendamiento reconocidas como ingreso en el ejercicio 2017 ha ascendido a 11 millones de euros (7 millones de euros en el ejercicio 2016) (véase Nota 25.2).

10. Fondo de comercio

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:

Millones de Euros						
	Saldo a 31 de diciembre de 2016 ⁴	Combinaciones de Negocio (Nota 5)	Bajas	Pérdidas por Deterioro	Traspasos y otros	Saldo a 31 de diciembre de 2017
ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) ¹	296	—	—	—	—	296
Eléctrica del Ebro, S.A.U. ²	2	—	—	—	—	2
Actividad de Sistemas y Telecomunicaciones (ICT) ³	—	161	—	—	—	161
Total	298	161	—	—	—	459

¹ Asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Generación (véanse Notas 5.4 y 34.2).

² Asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Distribución (véanse Notas 5.5 y 34.2).

³ Asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Generación (83 millones de euros), Distribución (74 millones de euros) y ENDESA, S.A. (4 millones de euros) (véanse Notas 5.1 y 34.2).

⁴ Véase Nota 5.4.

Millones de Euros						
	Saldo a 31 de diciembre de 2015	Combinaciones de Negocio (Nota 5)	Bajas	Pérdidas por Deterioro	Traspasos y otros	Saldo a 31 de diciembre de 2016 ³
ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) ¹	—	296	—	—	—	296
Eléctrica del Ebro, S.A.U. ²	—	2	—	—	—	2
Total	—	298	—	—	—	298

¹ Asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Generación (véanse Notas 5.4 y 34.2).

² Asignado a la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) de Distribución (véanse Notas 5.5 y 34.2).

³ Véase Nota 5.4.

La totalidad de estos Fondos de Comercio corresponde al área geográfica de España.

Con fecha 1 de enero de 2017 se ha hecho efectiva la adquisición de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) relativa al ámbito de ENDESA que poseía ENEL Iberia, S.L.U. Esta operación ha generado un fondo de comercio por importe de 161 millones de euros (véase Nota 5.1).

Durante el ejercicio 2016 ENDESA adquirió el 60% de la participación en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), lo que supuso la toma de control sobre esta sociedad. La diferencia entre el coste de la combinación de negocios y el valor razonable de los activos y pasivos registrados, teniendo en consideración asimismo el valor razonable de la inversión previamente mantenida en el 40% del capital social de ENEL Green Power España, S.L. (EGPE) (véase Nota 11.1), ha generado, una vez ha finalizado en el periodo de

12 meses la asignación del precio de compra, un fondo de comercio por importe de 296 millones de euros (véase Nota 5.4). A 31 de diciembre de 2016 el fondo de comercio provisional ascendió a 298 millones de euros.

Asimismo, durante el ejercicio 2016 se adquirió el 100% de la participación en Eléctrica del Ebro, S.A.U. La diferencia entre el coste de la combinación de negocios y el valor razonable de los activos y pasivos registrados, generó un fondo de comercio por importe de 2 millones de euros (véase Nota 5.5).

A 31 de diciembre de 2017 ENDESA ha evaluado la recuperabilidad de estos Fondos de Comercio, para lo cual ha realizado un test de deterioro sobre las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs) a las que dichos activos han sido asignados. La metodología e hipótesis básicas consideradas para la realización de estos test de deterioro es la indicada en la Nota 3e.2.

11. Inversiones contabilizadas por el método de participación y sociedades de Operación Conjunta

11.1. Inversiones contabilizadas por el método de participación

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto es la siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Sociedades Asociadas	77	77
Negocios Conjuntos	128	131
Total	205	208

La relación completa de las sociedades participadas en las que ENDESA ejerce una influencia significativa se incluye en el Anexo II de estas Cuentas Anuales Consolidadas. Dichas sociedades no tienen precios de cotización públicos.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 no existen restricciones significativas impuestas sobre la capacidad de las sociedades asociadas o negocios conjuntos para transferir fondos a ENDESA en forma de dividendos en efectivo, o reembolsar préstamos o anticipos realizados por ENDESA (véase Nota 15.1.12).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, ENDESA no mantiene pasivos contingentes relacionados con Sociedades Asociadas o Negocios Conjuntos por importe significativo.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 los créditos y avales concedidos a las Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos así como las transacciones realizadas con las mismas durante los ejercicios 2017 y 2016 se detallan en la Notas 19.1.1 y 35.2.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto han sido los siguientes:

Millones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2016	Incorporación / (Salida) de Sociedades	Inversiones o Aumentos	Desinversiones o Reducciones	Resultado por el Método de Participación	Dividendos	Diferencias de Conversión	Traspasos y otros	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenedidos para la Venta	Saldo a 31 de diciembre de 2017
Sociedades Asociadas	77	—	—	—	4	(6)	—	2	—	77
Tecnatom, S.A.	34	—	—	—	(4)	—	—	—	—	30
Elcogas, S.A.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Gorona del Viento El Hierro, S.A.	8	—	—	—	3	—	—	—	—	11
Boiro Energía, S.A.	9	—	—	—	2	(2)	—	—	—	9
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.	13	—	—	—	1	(2)	—	—	—	12
Otras	13	—	—	—	2	(2)	—	2	—	15
Negocios Conjuntos	131	—	38	—	(19)	(25)	(1)	4	—	128
Tejo Energía – Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	70	—	—	—	10	(8)	—	1	—	73
Nuclenor, S.A.	—	—	38	—	(48)	—	—	10	—	—
Énergie Électrique de Tahhadart, S.A.	31	—	—	—	7	(6)	(1)	(1)	—	30
Sumministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	18	—	—	—	1	(6)	—	—	—	13
Otras	12	—	—	—	11	(5)	—	(6)	—	12
Total	208	—	38	—	(15)	(31)	(1)	6	—	205

Millones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2015	Incorporación / (Salida) de Sociedades (Notas 2.3, 2.4, 2.5 y 5)	Inversiones o Aumentos	Desinversiones o Reducciones	Resultado por el Método de Participación	Dividendos	Diferencias de Conversión	Traspasos y otros	Traspasos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta	Saldo a 31 de diciembre de 2016
Sociedades Asociadas	903	(771)	—	—	(57)	(2)	—	4	—	77
ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)	870	(805)	—	—	(69) ¹	—	—	4	—	—
Tecnatom, S.A.	33	—	—	—	1	—	—	—	—	34
Elcogas, S.A.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Gorona del Viento El Hierro, S.A.	—	—	—	—	8	—	—	—	—	8
Boiro Energía, S.A.	—	8	—	—	1	—	—	—	—	9
Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.	—	14	—	—	—	(1)	—	—	—	13
Otras	—	12	—	—	2	(1)	—	—	—	13
Negocios Conjuntos	184	7	25	—	(2)	(20)	—	10	(73)	131
ENEL Insurance, N.V.	63	—	—	—	6 ²	—	—	4	(73)	—
Tejo Energia – Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	62	7	—	—	10	(9)	—	—	—	70
Nuclenor, S.A.	—	—	25	—	(38)	—	—	13	—	—
Énergie Électrique de Tahadart, S.A.	31	—	—	—	6	(6)	—	(1)	—	31
Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	17	—	—	—	2	(3)	—	2	—	18
Otras	11	—	—	—	12	(3)	—	(8)	—	12
Total	1.087	(764)	25	—	(59)	(22)	—	14	(73)	208

¹ Resultado obtenido hasta la fecha de la toma de control (véase Nota 5.4).

² Resultado obtenido hasta la fecha de desinversión (véase Nota 2.5.2).

Sociedades Asociadas

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la información de los Estados Financieros de las principales Sociedades Asociadas que han servido de base para la elaboración de estos Estados Financieros Consolidados es la siguiente:

Millones de Euros

	Estado de Situación Financiera									
	Tecnatom, S.A.		Elcogas, S.A.		Gorona del Viento El Hierro, S.A.		Boiro Energía, S.A.		Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.	
	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Activo No Corriente	74	77	1	1	80	82	4	4	29	35
Activo Corriente	59	58	31	47	28	14	29	22	6	2
Efectivo y Otros Medios Líquidos Equivalentes	2	5	29	46	23	1	7	7	1	1
Otros Activos Corrientes	57	53	2	1	5	13	22	15	5	1
Total Activo	133	135	32	48	108	96	33	26	35	37
Patrimonio Neto	65	78	(109)	(107)	50	33	21	22	32	34
Pasivo no Corriente	25	31	130	129	54	56	2	—	2	1
Deuda Financiera no Corriente	23	30	129	129	21	22	—	—	—	—
Otros Pasivos no Corrientes	2	1	1	—	33	34	2	—	2	1
Pasivo Corriente	43	26	11	26	4	7	10	4	1	2
Deuda Financiera Corriente	11	9	—	—	2	2	—	—	—	—
Otros Pasivos Corrientes	32	17	11	26	2	5	10	4	1	2
Total Patrimonio Neto y Pasivo	133	135	32	48	108	96	33	26	35	37

Millones de Euros

	Estado del Resultado									
	Tecnatom, S.A.		Elcogas, S.A.		Gorona del Viento El Hierro, S.A.		Boiro Energía, S.A.		Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Ingresos	57	88	1	18	23	12	22	20	11	8
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(6)	(8)	—	—	(3)	(3)	—	—	(3)	(6)
Ingreso Financiero	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Gasto Financiero	—	(1)	—	—	(1)	(1)	—	—	—	—
Resultados Antes de Impuestos	(9)	1	(1)	(2)	15	5	5	5	2	(1)
Impuesto sobre Sociedades	—	—	—	—	(2)	—	(1)	(1)	(1)	—
Resultado del Ejercicio Actividades Continuadas	(9)	1	(1)	(2)	13	5	4	4	1	(1)
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Otro Resultado Global	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Resultado Global Total	(9)	1	(1)	(2)	13	5	4	4	1	(1)

Dichos datos corresponden a la información de las sociedades individuales, a excepción de los relativos a Tecnatom, S.A. que corresponden a sus Estados Financieros Consolidados.

Eléctrica de Jafre, S.A.

Con fecha 31 de mayo de 2017 ENDESA Red, S.A.U. ha adquirido el 52,54% del capital social de Eléctrica de Jafre, S.A., sociedad cuya actividad consiste en el transporte y distribución de electricidad, así como el alquiler y lectura de contadores de agua y luz, y sobre la que previamente mantenía una participación del 47,46%.

Como resultado de dicha transacción ENDESA ha tomado el control de Eléctrica de Jafre, S.A. frente a la influencia significativa que mantenía hasta la fecha reforzando con ello su actividad distribuidora (véanse Notas 2.3, 2.4 y 5.2).

El resultado neto generado en la fecha de toma de control como consecuencia de la valoración a valor razonable de la participación no dominante del 47,46% mantenida previamente en Eléctrica de Jafre, S.A. ha sido inferior a un millón de euros, siendo su detalle el siguiente (véase Nota 5.2):

Millones de Euros	
Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos (100%)	2
Valor Razonable de Activos Netos Adquiridos (47,46%)	1
Valor Participación sobre Eléctrica de Jafre, S.A.U. Previo a la Toma de Control (47,46%)	—
Resultado Neto Generado por Valoración a Valor Razonable de la Participación no Dominante del 47,46%	1

ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)

Con fecha 27 de julio de 2016, ENDESA adquirió el 60% de la participación en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), lo que supuso su toma de control (véanse Notas 2.3.1, 2.4 y 5.4) y, en consecuencia, desde dicha fecha se ha dejado de reconocer el resultado de la misma por el método de participación al pasar a consolidarse por el método de integración global.

Con carácter previo a la mencionada toma de control se observó un indicio de deterioro sobre el valor contable de

la participación que ENDESA poseía de modo que, a 30 de junio de 2016, se registró un deterioro por importe de 72 millones de euros en el epígrafe «Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación» del Estado del Resultado Consolidado correspondiente a la diferencia negativa entre el valor recuperable de dicha participación y el valor contable.

Concretamente, el valor recuperable de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) a esa fecha se determinó como el valor razonable de la participación de ENDESA menos los costes de venta, coincidiendo en esta transacción con el valor en uso, y se calculó a través del descuento de flujos de caja futuros que se estimaba generará dicha participación en su actividad ordinaria, consistente en la producción de energía eléctrica mediante fuentes renovables en España, descontando de dicho importe la deuda a la fecha de cierre de los Estados Financieros, aplicando sobre dicho valor el porcentaje de participación de ENDESA y minorando los costes necesarios para su venta. La medición de este valor razonable se clasificó en el Nivel 3 de la jerarquía de valor razonable.

Las principales hipótesis clave utilizadas para el cálculo del valor recuperable de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) no diferían sustancialmente de las consideradas a 31 de diciembre de 2015, salvo en las previsiones relativas a la evolución de los precios de venta de energía. Concretamente, las previsiones de evolución del precio de venta de la energía para los próximos 5 años contrastadas por ENDESA con fuentes externas (IHS, Bloomberg, Equity Research, Poryry, etc.) habían experimentado una disminución de aproximadamente un 15%–20% en comparación con las previsiones realizadas a 31 de diciembre de 2015 (véase Nota 3e.2).

Finalmente, como consecuencia de la valoración a valor razonable de la participación no dominante del 40% en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) en la fecha de la toma de control, ENDESA registró un resultado negativo por importe de 4 millones de euros en el epígrafe «Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación» del Estado del Resultado Consolidado.

La conciliación del valor contable de la participación previa en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) con la información financiera de esta sociedad en la fecha de la toma de control fue la siguiente:

Millones de Euros

	27 de Julio de 2016
Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante	1.861
Participación sobre el Patrimonio Neto (40%)	744
Fondo de Comercio	61
Valor Razonable de la Participación en la Toma de Control	805

El resultado generado por ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) con carácter previo a la toma de control descrita en la Nota 5.4, registrado en el epígrafe «Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación» del Estado del Resultado Consolidado, es el siguiente:

Millones de Euros

	2016
Resultado Neto de la Participación Previa del 40% ¹	7
Deterioro de la Participación	(72)
Resultado Neto de la Valoración a Valor Razonable	(4)
Total²	(69)

¹ Corresponde a los resultados generados por la participación previa del 40% hasta el 27 de julio de 2016, fecha de la toma de control.

² Adicionalmente, como resultado de la toma de control se procedió a revertir un impuesto diferido de pasivo por importe de 81 millones de euros (véanse Notas 22 y 32).

Elcogas, S.A.

Con fecha 18 de septiembre de 2015 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Resolución de 31 de julio de 2015 de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital por la que

se autorizó a Elcogas, S.A. el cierre de la central termoeléctrica de gasificación integrada en ciclo combinado de 320 MW en el término municipal de Puertollano (Ciudad Real) contemplando para ello un plazo de 3 meses a partir de la fecha de dicha Resolución. Igualmente, el plazo en el que Elcogas, S.A. deberá proceder al desmantelamiento parcial de la central es de 4 años contados a partir de la fecha de dicha Resolución. Con fecha 30 de octubre de 2015, el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital aprobó una Resolución por la que se concedía, de forma extraordinaria y por una única vez, una prórroga de 3 meses del plazo otorgado para el cierre hasta el 31 de enero de 2016 para que la empresa presentara un Plan de Viabilidad.

Tras varias instancias con la Administración, con fecha 21 de diciembre de 2015 el Consejo de Administración de Elcogas, S.A. aprobó un Plan de Viabilidad que fue entregado al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital y que incluía las condiciones mínimas para hacer viable la sociedad. El 18 de enero de 2016 el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital rechazó el plan propuesto de modo que, dada la ausencia de un Plan de Viabilidad, el Consejo de Administración de Elcogas, S.A. de fecha 21 de enero de 2016 acordó proceder con la desconexión y cierre de la planta en el plazo máximo fijado por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

ENDESA tiene registrada una provisión para cubrir los costes estimados en que incurrirá la sociedad por el cierre de la planta descrita anteriormente por importe de 55 millones de euros a 31 de diciembre de 2017 y 2016 (véase Nota 17.3).

Negocios Conjuntos

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la información de los Estados Financieros de los principales Negocios Conjuntos que han servido de base para la elaboración de estos Estados Financieros Consolidados es la siguiente:

Millones de Euros

	Estado de Situación Financiera							
	Tejo Energia – Producao e Distribucao de Energia Eléctrica S.A.		Nuclenor, S.A.		Énergie Électrique de Tahhadart, S.A.		Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	
	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Activo No Corriente	250	277	43	48	93	111	71	74
Activo Corriente	149	135	111	88	28	32	24	18
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	86	94	1	1	7	4	6	6
Otros Activos Corrientes	63	41	110	87	21	28	18	12
Total Activo	399	412	154	136	121	143	95	92
Patrimonio Neto	168	164	3	(39)	94	98	38	52
Pasivo no Corriente	129	163	91	97	10	9	23	23
Deuda Financiera no Corriente	99	149	—	—	10	9	5	7
Otros Pasivos no Corrientes	30	14	91	97	—	—	18	16
Pasivo Corriente	102	85	60	78	17	36	34	17
Deuda Financiera Corriente	50	49	—	—	—	20	12	11
Otros Pasivos Corrientes	52	36	60	78	17	16	22	6
Total Patrimonio Neto y Pasivo	399	412	154	136	121	143	95	92

Millones de Euros

	Estado del Resultado							
	Tejo Energia – Producao e Distribucao de Energia Eléctrica S.A.		Nuclenor, S.A.		Énergie Électrique de Tahhadart, S.A.		Suministradora Eléctrica de Cádiz, S.A.	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Ingresos	267	207	9	7	56	56	5	15
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(55)	(54)	(3)	(3)	(13)	(13)	(1)	(3)
Ingreso Financiero	—	—	—	—	—	—	—	—
Gasto Financiero	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)	—	—
Resultados antes de Impuestos	34	31	(34)	(67)	30	28	3	8
Impuesto sobre Sociedades	(11)	(9)	—	—	(9)	(9)	—	—
Resultado del ejercicio Actividades Continuadas	23	22	(34)	(67)	21	19	3	8
Resultado después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	—	—	—	—	—	—	—	—
Otro Resultado Global	—	—	1	—	(5)	2	—	—
Resultado Global Total	23	22	(33)	(67)	16	21	3	8

Los datos patrimoniales de los Negocios Conjuntos corresponden a la información de las sociedades individuales.

ENEL Insurance N.V.

Durante el ejercicio 2016 ENDESA vendió a ENEL Investment Holding B.V. la totalidad de la participación en ENEL Insurance N.V. correspondiente al 50% de su capital social por un precio total de 114 millones de euros. Esta operación no generó ningún resultado en el Estado del Resultado Consolidado del ejercicio 2016.

Con carácter previo a la transacción descrita en el párrafo anterior, en el ejercicio 2016 se formalizó la venta a CLT Holding AD de la participación indirecta en el 100% del capital social de Compostilla Re, S.A., a través de ENEL Insurance N.V., en la que ENDESA participaba en el 50% de su capital social, por un precio total de 50 millones de euros. Dicha operación de venta generó un resultado positivo por importe de 9 millones de euros incluido en el resultado obtenido por ENEL Insurance N.V. durante el periodo (véase Nota 2.5.2).

Tejo Energia – Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.

Con fecha 30 de marzo de 2016, ENDESA adquirió a EDP – Gestão de Produção de Energia, S.A. 48.854 acciones representativas del 4,86% del capital social de Tejo Energia – Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A., en la que ENDESA previamente mantenía una participación del 38,89% sobre su capital social.

Como resultado de esta transacción, cuya contraprestación ascendió a 7 millones de euros, ENDESA aumentó su participación en el capital social de Tejo Energia – Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A. al 43,75% (véase Nota 2.5.2).

Nuclenor, S.A.

La actividad de Nuclenor, S.A. consiste en la explotación de la Central Nuclear de su propiedad ubicada en Santa María

de Garoña cuya licencia de explotación expiró el 6 de julio de 2013.

Al amparo de los efectos del Real Decreto 102/2014, de 21 de febrero, para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos, que facultaba a Nuclenor, S.A. para solicitar con anterioridad al 6 de julio de 2014 la ampliación de la licencia de operación de Santa María de Garoña, desde entonces Nuclenor, S.A. ha estado dando los pasos necesarios encaminados a la obtención de una nueva licencia de operación.

Con fecha 3 de agosto de 2017 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden Ministerial ETU/754/2017, de 1 de agosto, por la que se deniega la renovación de la autorización de explotación de la central nuclear de Santa María de Garoña. En esa misma fecha, el Consejo de Administración de Nuclenor, S.A. ha acordado no interponer recurso alguno contra la Orden Ministerial ETU/754/2017, de 1 de agosto. Por tanto, finalizado el plazo para recurrir dicha Orden Ministerial y encontrándose la central en situación de parada definitiva, se fijó la fecha de 1 de septiembre de 2017 como fecha de inicio del predesmantelamiento.

Por ello, en base a lo expuesto en los párrafos anteriores, Santa María de Garoña, principal activo de Nuclenor, S.A. no ha estado en operación en los ejercicios 2017 y 2016 y se encuentra en situación de cese de explotación y, en consecuencia, en fase de predesmantelamiento.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el epígrafe «Provisiones no Corrientes» del pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado incluye la provisión registrada para cubrir el sobrecoste estimado en el que va a incurrir la sociedad como consecuencia de la situación mencionada en los párrafos anteriores (véase Nota 17.3).

El epígrafe «Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación» del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2017 y 2016 incluye un impacto negativo de 48 millones de euros y 38 millones de euros, respectivamente, correspondiente a la participación en el 50% de Nuclenor, S.A. por el reconocimiento de la citada provisión.

Resto de Sociedades

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la información agregada de los Estados Financieros del resto de las participaciones en Sociedades Asociadas o Negocios Conjuntos individualmente no relevantes que han servido de base para la elaboración de los Estados Financieros Consolidados es la siguiente:

Millones de Euros

	Sociedades Asociadas		Negocios Conjuntos	
	2017	2016	2017	2016
Resultado del Ejercicio de las Actividades Continuas	6	3	23	52
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	—	—	—	—
Otro Resultado Global	1	—	13	(1)
Resultado Global Total	7	3	36	51

11.2. Sociedades de Operación Conjunta

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la información de los Estados Financieros de las principales sociedades de Operación Conjunta que han servido de base para la elaboración de los Estados Financieros Consolidados es la siguiente:

Millones de Euros

	Estado de Situación Financiera	
	Asociación Nuclear Ascó–Vandellós II, A.I.E.	
	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Activo no Corriente	102	123
Activo Corriente	135	137
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	—	—
Otros Activos Corrientes	135	137
Total Activo	237	260
Patrimonio Neto	16	16
Pasivo no Corriente	110	131
Deuda Financiera no Corriente	—	—
Otros Pasivos no Corrientes	110	131
Pasivo Corriente	111	113
Deuda Financiera Corriente	—	—
Otros Pasivos Corrientes	111	113
Total Patrimonio Neto y Pasivo	237	260

Millones de Euros

	Estado del Resultado	
	Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E.	
	2017	2016
Ingresos	224	291
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	—	—
Ingreso Financiero	—	—
Gasto Financiero	(2)	(2)
Resultados Antes de Impuestos	(15)	34
Impuesto sobre Sociedades	—	—
Resultado del Ejercicio Actividades Continuas	(15)	34
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	—	—
Otro Resultado Global	15	(32)
Resultado Global Total	—	2

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el detalle de los flujos de efectivo generados por las sociedades de Operación Conjunta es el siguiente:

Millones de Euros

	2017	2016
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	(30)	29
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	30	(29)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	—	—

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 ENDESA no ha incurrido en ningún pasivo contingente significativo, relacionado con las sociedades de Operación Conjunta.

12. Existencias

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Materias Energéticas:	756	738
Carbón	253	243
Combustible Nuclear	303	341
Fuel	80	72
Gas	120	82
Otras Existencias	225	182
Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO ₂)	292	293
Corrección de Valor	(6)	(11)
Total	1.267	1.202

12.1. Derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂)

Durante los ejercicios 2017 y 2016 se ha efectuado la redención de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) de 2016 y 2015, que han supuesto una baja por importe de 188 millones de euros y 239 millones de euros, respectivamente (29,4 millones de toneladas y 33,7 millones de toneladas, respectivamente).

A 31 de diciembre de 2017, la provisión por derechos a entregar para cubrir las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) incluida en el pasivo corriente del Estado de Situación Financiera Consolidado es igual a 215 millones de euros (190 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) (véase Nota 24).

A 31 de diciembre de 2017, el importe de los compromisos totales para la adquisición de derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), Certified Emission Reductions (CERs) y Emission Reduction Units (ERUs) asciende a 66 millones de euros (56 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) de acuerdo con los precios comprometidos, en el caso de que la totalidad de los correspondientes proyectos finalizaran con éxito.

De este importe, a 31 de diciembre de 2017, 65 millones de euros están comprometidos con Empresas del Grupo (18 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) (véase Nota 35.1.2).

12.2. Compromisos de adquisición de existencias

A 31 de diciembre de 2017 el importe de los compromisos de compra de materias energéticas asciende a 18.656 millones de euros (20.596 millones de euros a 31 de diciembre

de 2016), de los que una parte de los mismos corresponden a acuerdos que contienen cláusulas «take or pay».

A 31 de diciembre de 2017 el detalle de los compromisos futuros de compra es como sigue:

Millones de Euros

	Compromisos Futuros de Compra a 31 de diciembre de 2017 ¹					
	Electricidad	Combustible Nuclear	Fuel	Gas	Otros	Total
2018-2022	17	279	532	7.145	438	8.411
2023-2027	—	9	—	6.548	—	6.557
2028-2032	—	—	—	3.705	—	3.705
Total	17	288	532	17.398	438	18.673

¹ Ninguno de estos importes están comprometidos con Empresas del Grupo ni corresponden a Negocios Conjuntos.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la cifra de compromisos de adquisición de existencias incluye el compromiso de adquisición de gas por los contratos formalizados en el ejercicio 2014 con Corpus Christi Liquefaction, LLC, parte de los cuales están garantizados por ENEL, S.p.A. (véase Nota 35.1.2).

Los Administradores de la Sociedad consideran que ENDESA podrá atender dichos compromisos por lo que estiman que no se derivarán contingencias significativas por este motivo.

12.3. Otra información

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 ENDESA no tiene existencias por importe significativo pignoras en garantía de cumplimiento de deudas.

ENDESA tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a que están sujetas las existencias, entendiéndose que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidas.

13. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Instrumentos Financieros	19	2.791	2.951
Cientes por Ventas y Prestaciones de Servicios		2.732	2.684
Cientes por Ventas de Electricidad		2.201	1.974
Cientes por Ventas de Gas		372	203
Cientes por otras Operaciones		132	483
Cientes Empresas del Grupo y Asociadas	35.1.3 y 35.2	27	24
Derivados no Financieros	19.3	160	233
Derivados no Financieros por Operaciones con Terceros		53	137
Derivados no Financieros por Operaciones con Empresas del Grupo y Asociadas	35.1.3	107	96
Otros Deudores		349	450
Otros Deudores Terceros		310	171
Otros Deudores Empresas del Grupo y Asociadas	35.1.3	39	279
Corrección de Valor		(450)	(416)
Cientes por Ventas y Prestaciones de Servicios	20.5	(364)	(385)
Otros Deudores		(86)	(31)
Activos por Impuestos		309	501
Impuesto sobre Sociedades Corriente		223	397
Hacienda Pública Deudora por Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA)		42	35
Otros Impuestos		44	69
Total		3.100	3.452

Los saldos incluidos en este epígrafe, con carácter general, no devengan intereses.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 no existe ningún cliente que individualmente mantenga saldos significativos en relación con las ventas o cuentas a cobrar totales de ENDESA.

Al no coincidir el periodo habitual de lectura de contadores con el cierre del periodo, ENDESA realiza una estimación de las ventas a clientes realizadas por sus sociedades comercializadoras ENDESA Energía, S.A.U. y ENDESA Energía XXI, S.L.U., que se encuentran pendientes de facturación. A 31 de diciembre de 2017, los saldos acumulados

por las ventas de electricidad y gas pendientes de facturar se incluyen en el epígrafe «Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar» del activo del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto y ascienden a 1.021 millones de euros y 433 millones de euros, respectivamente (840 millones de euros y 285 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2016). Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2017 por esta energía existe una estimación por las facturas no recibidas de los costes de peajes de electricidad y de gas por importe de 358 millones de euros y 161 millones de euros, respectivamente (323 millones de euros y 143 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2016).

13.1. Otra información

Periodo medio de cobro

Durante el ejercicio 2017 el periodo medio de cobro a clientes ha sido de 30 días (32 días en el ejercicio 2016) por lo que el valor razonable no difiere de forma significativa de su valor contable.

Corrección de valor

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el movimiento del epígrafe «Corrección de Valor» es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	2017	2016
Saldo Inicial		416	411
Dotaciones	19.4.1, 29 y 34.2	182	104
Aplicaciones		(148)	(99)
Traspasos y otros		—	—
Saldo Final		450	416

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la práctica totalidad del importe de corrección de valor corresponde a clientes por ventas de energía.

Otra información

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 no existen restricciones a la disposición de este tipo de derechos de cobro por importe significativo.

Durante los ejercicios 2017 y 2016 se han realizado operaciones de factoring cuyos importes no vencidos, a 31 de diciembre de 2017 y 2016 ascienden a 756 millones de euros y 488 millones de euros, respectivamente, que han sido dados de baja del Estado de Situación Financiera Consolidado. Dichas operaciones han tenido un coste de 27 millones de euros y 25 millones de euros, respectivamente, registrado en el epígrafe «Resultado en Ventas de Activos» del Estado del Resultado Consolidado (véase Nota 31).

14. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Efectivo en Caja y Bancos		399	418
Otros Equivalentes de Efectivo		—	—
Total	19	399	418

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de este epígrafe por tipo de moneda es el siguiente:

Millones de Euros

		Moneda	
		31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Euro		398	416
Dólar Estadounidense (USD)		1	1
Otras Monedas		—	1
Total		399	418

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 no existen colocaciones en deuda soberana.

A 31 de diciembre de 2017 el saldo de efectivo y otros medios líquidos equivalentes incluye 12 millones de euros correspondientes a la cuenta de reserva del servicio de la deuda constituida por determinadas filiales de renovables de ENDESA en virtud de las operaciones de préstamos suscritas para la financiación de proyectos (13 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) (véase Nota 18.2.3).

15. Patrimonio neto

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Total Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante	15.1	9.096	8.952
Capital Social	15.1.1	1.271	1.271
Prima de Emisión	15.1.2	89	89
Reserva Legal	15.1.3	254	254
Reserva de Revalorización	15.1.4	404	404
Otras Reservas	15.1.5	106	106
Ajustes por Cambio de Valor		(52)	(38)
Diferencias de Conversión		—	1
Reserva por Revaluación de Activos y Pasivos no Realizados	15.1.6	(52)	(39)
Reserva por Pérdidas y Ganancias Actuariales	15.1.7	(657)	(757)
Beneficio Retenido	15.1.8	8.422	8.364
Dividendo a Cuenta	15.1.9	(741)	(741)
Total Patrimonio Neto de los Intereses Minoritarios	15.2	137	136
Total Patrimonio Neto		9.233	9.088

15.1. Patrimonio neto: De la Sociedad Dominante

15.1.1. Capital social

A 31 de diciembre de 2017 el capital social de ENDESA, S.A. asciende a 1.270.502.540,40 euros y está representado por 1.058.752.117 acciones de 1,2 euros de valor nominal totalmente suscritas y desembolsadas que se encuentran en su totalidad admitidas a cotización en las Bolsas Españolas. Esta cifra no ha sufrido ninguna variación en los ejercicios 2017 y 2016.

El porcentaje del capital social de ENDESA, S.A. que el Grupo ENEL posee, a través de ENEL Iberia, S.L.U. a 31 de diciembre de 2017 y 2016 es del 70,101%. A esas mismas fechas, ningún otro accionista ostentaba acciones que representasen más del 10% del capital social de ENDESA, S.A.

15.1.2. Prima de emisión

La prima de emisión proviene de las operaciones de reordenación societaria de la Sociedad. El artículo 303 del Texto Reafundido de la Ley de Sociedades de Capital permite expresamente la utilización del saldo de la prima de emisión para la ampliación de capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

No obstante, a 31 de diciembre de 2017, 49 millones de euros tienen carácter restringido en la medida en que están sujetos a beneficios fiscales aplicados en ejercicios anteriores (53 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

15.1.3. Reserva legal

De acuerdo con el artículo 274 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital, cada año debe destinarse el 10% del beneficio del ejercicio a dotar la reserva legal hasta que ésta alcance, al menos, el 20% del capital social.

La reserva legal podrá utilizarse para aumentar el capital en la parte de su saldo que excede del 10% del capital ya aumentado. Salvo para la finalidad mencionada anteriormente, y mientras no supere el 20% del capital social, esta reserva sólo podrá destinarse a la compensación de pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, ENDESA, S.A. tenía dotada esta reserva por el límite mínimo que establece la citada ley.

15.1.4. Reserva de revalorización

El saldo del epígrafe «Reserva de Revalorización» se ha originado por la revalorización de activos practicada al amparo del Real Decreto Ley 7/1996, de 7 de junio.

Los activos objeto de estas actualizaciones fueron aportados el 1 de enero de 2000 a las empresas correspondientes como consecuencia del proceso de reordenación societaria llevado a cabo por ENDESA.

El saldo de esta reserva puede destinarse, sin devengo de impuestos, a eliminar resultados contables negativos, tanto

los acumulados de ejercicios anteriores como los del propio ejercicio, o los que puedan producirse en el futuro, a la ampliación del capital social o a reservas de libre disposición siempre que, en este último caso, la plusvalía monetaria haya sido realizada. Se entenderá realizada la plusvalía en la parte correspondiente a la amortización contablemente practicada o cuando los elementos patrimoniales actualizados hayan sido transmitidos o dados de baja en los libros de contabilidad.

Si se dispusiera del saldo de esta cuenta en forma distinta a la prevista en el Real Decreto Ley 7/1996, de 7 de junio, dicho saldo pasaría a estar sujeto a tributación.

A 31 de diciembre de 2017, 314 millones de euros tienen carácter restringido en la medida en que están sujetos a beneficios fiscales aplicados en ejercicios anteriores (327 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

15.1.5. Otras reservas

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 incluye, fundamentalmente, la reserva por capital amortizado por importe de 102 millones de euros que ha sido dotada de conformidad con el artículo 335 de la Ley de Sociedades de Capital, que establece que, cuando la reducción se realice con cargo a beneficios o a reservas libres o por vía de amortización de acciones adquiridas por la Sociedad a título gratuito, el importe del valor nominal de las acciones amortizadas o el de la disminución del valor nominal de las acciones deberá destinarse a una reserva de la que sólo será posible disponer con los mismos requisitos que los exigidos para la reducción del capital social.

15.1.6. Reserva por revaluación de activos y pasivos no realizados

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el movimiento producido en esta reserva es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2016	Variación en el Perímetro	Variación en el Valor de Mercado	Imputación a Resultados	Otras Operaciones con Socios o Propietarios	31 de diciembre de 2017
Cobertura de Flujos de Caja	19.3	42	—	86	(108)	—	20
Derivados de Tipo de Interés		(29)	—	29	—	—	—
Derivados de Tipo de Cambio		9	—	(60)	19	—	(32)
Derivados de «Commodities»		62	—	117	(127)	—	52
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación		(47)	—	1	2	—	(44)
Otros Ajustes por Cambio de Valor		1	—	—	—	—	1
Efecto Fiscal		(35)	—	(21)	27	—	(29)
Total		(39)	—	66	(79)	—	(52)

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2015	Variación en el Perímetro (Nota 5)	Variación en el Valor de Mercado	Imputación a Resultados	Otras Operaciones con Socios o Propietarios	31 de diciembre de 2016
Cobertura de Flujos de Caja	19.3	(62)	—	126	(22)	—	42
Derivados de Tipo de Interés		(29)	—	—	—	—	(29)
Derivados de Tipo de Cambio		4	—	8	(3)	—	9
Derivados de «Commodities»		(37)	—	118	(19)	—	62
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación		(51)	3	(5)	6	—	(47)
Otros Ajustes por Cambio de Valor		1	—	—	—	—	1
Efecto Fiscal		(8)	—	(32)	5	—	(35)
Total		(120)	3	89	(11)	—	(39)

15.1.7. Reserva por pérdidas y ganancias actuariales

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 los importes reconocidos en esta reserva se derivan de las pérdidas y ganancias actuariales reconocidas en patrimonio (véase Nota 17.1).

15.1.8. Beneficio retenido

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de las reservas de la Sociedad es el siguiente:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Reservas Voluntarias	703	703
Reserva de Fusión	667	667
Otras Reservas de Libre Disposición	36	36
Otro Beneficio Retenido	7.719	7.661
Total	8.422	8.364

La reserva de fusión proviene de las operaciones de reordenación societaria de la Sociedad y su saldo, a 31 de diciembre de 2017, es de 667 millones de euros, de los que 104 millones de euros están afectos a restricción en la medida en que están sujetos a determinados beneficios fiscales (667 millones de euros y 110 millones de euros restringidos, respectivamente, a 31 de diciembre de 2016).

15.1.9. Dividendos

Ejercicio 2017

El Consejo de Administración de ENDESA, S.A. en su reunión celebrada el 21 de noviembre de 2017, acordó distribuir a sus accionistas un dividendo a cuenta de los resultados del ejercicio 2017 por un importe bruto de 0,70 euros por acción cuyo pago, que ha supuesto un desembolso de 741 millones de euros, se hizo efectivo el pasado 2 de enero de 2018 (véase Nota 23). Dicho dividendo a cuenta figura mino-

rando el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante a 31 de diciembre de 2017.

Ejercicio 2016

El Consejo de Administración de ENDESA, S.A. en su reunión celebrada el 22 de noviembre de 2016, acordó distribuir a sus accionistas un dividendo a cuenta de los resultados del ejercicio 2016 por un importe bruto de 0,70 euros por acción cuyo pago, que supuso un desembolso de 741 millones de euros, se efectuó el 2 de enero de 2017 (véase Nota 23). Dicho dividendo a cuenta figura minorando el Patrimonio Neto de la Sociedad Dominante a 31 de diciembre de 2016.

La Junta General de Accionistas de ENDESA, S.A. celebrada el pasado 26 de abril de 2017 aprobó la distribución a sus accionistas de un dividendo total con cargo al resultado del ejercicio 2016 por un importe bruto de 1,333 euros por acción (1.411 millones de euros). La diferencia entre el dividendo total aprobado por la Junta General de Accionistas y el dividendo a cuenta pagado previamente y descrito en el párrafo anterior, por importe de 670 millones de euros (0,633 euros brutos por acción) ha sido pagada el 3 de julio de 2017.

15.1.10. Pérdidas y Ganancias reconocidas en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición y movimiento de las Pérdidas y Ganancias reconocidas en el Estado de Otro Resultado Global Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2016			Variaciones del Ejercicio 2017					31 de diciembre de 2017			
	Notas	Total	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios	Ingresos y Gastos Imputados Directamente en el Patrimonio Neto	Trasposos al Estado del Resultado y / o Inversiones	Efecto Impositivo	Variación de Perímetro	Otras Operaciones con Socios o Propietarios	Total	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios
Partidas que pueden ser Objeto de Reclasificación al Estado del Resultado:		(39)	(39)	—	86	(106)	6	—	—	(53)	(53)	—
Por Valoración de Instrumentos Financieros		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Activos Financieros Disponibles para la Venta		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Otros Ingresos / (Gastos)		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Por Cobertura de Flujos de Caja	15.1.6	7	7	—	86	(108)	6	—	—	(9)	(9)	—
Diferencias de Conversión		—	—	—	(1)	—	—	—	—	(1)	(1)	—
Entidades Valoradas por el Método de Participación	15.1.6	(46)	(46)	—	1	2	—	—	—	(43)	(43)	—
Resto de Ingresos y Gastos Imputados Directamente al Patrimonio Neto		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Partidas que No Pueden Ser Objeto de Reclasificación al Estado del Resultado:		(757)	(757)	—	127	—	(27)	—	—	(657)	(657)	—
Por Ganancias y Pérdidas Actuariales y otros Ajustes	17.1	(757)	(757)	—	127	—	(27)	—	—	(657)	(657)	—
Total		(796)	(796)	—	213	(106)	(21)	—	—	(710)	(710)	—

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2015			Variaciones del Ejercicio 2016				31 de diciembre de 2016				
	Notas	Total	De la Sociedad Dominante	Ingresos y Gastos Imputados Directamente en el Patrimonio Neto	Trasposos al Estado del Resultado y/o Inversiones	Efecto Impositivo	Variación de Perímetro (Nota 5)	Otras Operaciones con Socios o Propietarios	Total	De la Sociedad Dominante	De los Intereses Minoritarios	
Partidas que pueden ser Objeto de Reclasificación al Estado del Resultado:		(120)	(120)	—	121	(16)	(27)	3	—	(39)	(39)	—
Por Valoración de Instrumentos Financieros		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Activos Financieros Disponibles para la Venta		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Otros Ingresos/(Gastos)		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Por Cobertura de Flujos de Caja	15.1.6	(70)	(70)	—	126	(22)	(27)	—	—	7	7	—
Entidades Valoradas por el Método de Participación	15.1.6	(50)	(50)	—	(5)	6	—	3	—	(46)	(46)	—
Resto de Ingresos y Gastos Imputados Directamente al Patrimonio Neto		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Partidas que No Pueden Ser Objeto de Reclasificación al Estado del Resultado:		(584)	(584)	—	(221)	—	48	—	—	(757)	(757)	—
Por Ganancias y Pérdidas Actuariales y Otros Ajustes	17.1	(584)	(584)	—	(221)	—	48	—	—	(757)	(757)	—
Total		(704)	(704)	—	(100)	(16)	21	3	—	(796)	(796)	—

15.1.11. Gestión del capital

La gestión del capital de ENDESA está enfocada a mantener una estructura financiera sólida que optimice el coste de capital y la disponibilidad de los recursos financieros, asegurando la continuidad del negocio a largo plazo. Esta política de prudencia financiera permite mantener una adecuada creación de valor para el accionista a la vez que asegura la liquidez y la solvencia de ENDESA.

Los Administradores de la Sociedad Dominante consideran como indicador de seguimiento de la situación financiera el nivel de apalancamiento consolidado, cuyo dato a 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	Apalancamiento ¹	
		31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Deuda Financiera Neta:		4.985	4.938
Deuda Financiera no Corriente	18.1	4.414	4.223
Deuda Financiera Corriente	18.1	978	1.144
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	14	(399)	(418)
Derivados Financieros Registrados en Activos Financieros	19.3	(8)	(11)
Patrimonio Neto:	15	9.233	9.088
De la Sociedad Dominante	15.1	9.096	8.952
De los Intereses Minoritarios	15.2	137	136
Apalancamiento (%)		53,99	54,34

¹ Apalancamiento (%) = Deuda Financiera Neta / Patrimonio Neto.

ENDESA mantiene criterios de prudencia similares a los aplicados hasta ahora en su nivel de endeudamiento y en la estructura del mismo mediante la obtención de financiación a largo plazo que permita adecuar los calendarios de vencimiento de la deuda a su capacidad de generación de caja conforme al plan de negocio previsto. Asimismo, dispone de financiación a corto plazo que contribuye a optimizar la gestión de las necesidades de capital circulante y mejorar el coste del conjunto de la deuda.

La estabilización de la regulación eléctrica y la implantación de un plan industrial focalizado en la rentabilidad, han permitido a la Sociedad proponer una política de dividendos que procure que los accionistas obtengan el máximo retorno posible por su inversión sin que ello comprometa su sostenibilidad y posibilidades de crecimiento a largo plazo.

Los Administradores de la Sociedad consideran que el apalancamiento alcanzado permite optimizar el coste de capital manteniendo un elevado nivel de solvencia. Por ello, teniendo en cuenta las expectativas de resultados y el plan de inversiones previsto, la política de dividendos establecida permitirá mantener en el futuro un apalancamiento que posibilitará la consecución del objetivo de la gestión de capital mencionado anteriormente.

En el año 2017 se ha aprobado la distribución de un dividendo total con cargo al resultado del ejercicio 2016 por importe de 1.411 millones de euros (741 millones de euros correspondientes al dividendo a cuenta de 0,70 euros brutos por acción desembolsados el 2 de enero de 2017 y 670 millones de euros al dividendo complementario de 0,633 euros brutos por acción desembolsados el 3 de julio de 2017) sin que ello afecte de forma negativa al ratio de la Deuda Financiera Neta con respecto al Patrimonio Neto de la Sociedad (véase Nota 15.1.9).

En el año 2016 se procedió a la distribución de dividendos correspondientes al ejercicio 2015 por importe de 1.086 millones de euros (1,026 euros brutos por acción), que fueron desembolsados el 4 de enero de 2016 (dividendo a cuenta del ejercicio 2015 de 0,40 euros brutos por acción) y el 1 de julio de 2016 (dividendo complementario del ejercicio 2015 de 0,626 euros brutos por acción).

Los ratings a largo plazo asignados por las agencias de calificación crediticia a ENDESA a las respectivas fechas de formulación de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2017 y 2016, los cuales corresponden a niveles de «investment grade», son los siguientes:

	31 de diciembre 2017			31 de diciembre 2016		
	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva	Largo Plazo	Corto Plazo	Perspectiva
Standard & Poor's	BBB+	A-2	Estable	BBB	A-2	Estable
Moody's	Baa2	P-2	Estable	Baa2	P-2	Estable
Fitch Ratings	BBB+	F2	Estable	BBB+	F2	Estable

Los Administradores de la Sociedad Dominante consideran que el rating otorgado por las agencias de calificación crediticia permitiría, en caso de ser necesario, acceder a los mercados financieros en condiciones razonables.

15.1.12. Restricciones a la disposición de fondos y prenda sobre acciones de las filiales

A 31 de diciembre de 2017 determinadas filiales de ENDESA que operan en el negocio de energías renovables y que están financiadas a través de «project finance» contienen cláusulas en sus contratos financieros cuyo cumplimiento

es requisito para efectuar distribuciones de resultados a los accionistas.

A 31 de diciembre de 2017 el importe de deuda financiera afectada por tales restricciones asciende a 159 millones de euros (178 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) (véanse Notas 6.1, 18.2.3 y 36.1).

15.2. Patrimonio neto: De los intereses minoritarios

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado han sido los siguientes:

Millones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2016	Combinaciones de Negocios	Dividendos Distribuidos	Resultado del Ejercicio	Desinversiones o Reducciones ¹	Saldo a 31 de diciembre de 2017
Aguilón 20, S.A.	22	—	—	2	—	24
Eólica Valle del Ebro, S.A.	5	—	—	—	—	5
Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.	8	—	—	1	—	9
Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.	17	—	—	1	—	18
Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	27	—	(2)	2	—	27
Otras	57	—	(1)	4	(6)	54
Total	136	—	(3)	10	(6)	137

¹ Corresponden a la salida del perímetro de consolidación de Nueva Marina Real Estate, S.L. por importe de 2 millones de euros positivos y a la adquisición del total de la participación en Productor Regional de Energía Renovable, S.A.U. y Productor Regional de Energía Renovable III, S.A.U. por importe de 8 millones de euros negativos (véase Nota 2.3.1).

Millones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2015	Combinaciones de Negocios (Nota 5)	Dividendos Distribuidos	Resultado del Ejercicio	Desinversiones o Reducciones ¹	Saldo a 31 de diciembre de 2016
Aguilón 20, S.A.	—	21	—	1	—	22
Eólica Valle del Ebro, S.A.	—	6	(1)	—	—	5
Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.	—	8	—	—	—	8
Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.	—	19	—	(2)	—	17
Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	—	26	—	1	—	27
Otras	3	68	(2)	1	(13)	57
Total	3	148	(3)	1	(13)	136

¹ Corresponden a la salida del perímetro de consolidación de Energía de La Loma, S.A. y Energías de la Mancha Eneman, S.A. (véase Nota 2.3.1).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, el saldo del epígrafe «Patrimonio Neto de los Intereses Minoritarios», recoge, principalmente, los intereses minoritarios de las participaciones mantenidas por ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) por importe de 132 millones de euros y 133 millones de euros, respectivamente (véase Nota 5.4).

Con fecha 18 de julio de 2017 ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) ha formalizado la compra de las participaciones minoritarias en Productor Regional de Energía Renovable, S.A. (15%) y en Productor Regional de Energías Reno-

vables III, S.A. (17,11%) lo que ha supuesto una reducción de los intereses minoritarios por importe de 8 millones de euros (véase Nota 2.3.1).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 las partidas más relevantes del Estado de Situación Financiera, Estado del Resultado y Estado de Flujos de Efectivo de las principales sociedades de ENDESA con participación en intereses minoritarios que han servido de base para la elaboración de estos Estados Financieros Consolidados son las siguientes:

Millones de Euros

	Estado de Situación Financiera									
	Aguilón 20, S.A.		Eólica Valle del Ebro, S.A.		Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.		Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	
	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Activo No Corriente	100	106	10	11	33	35	71	75	149	156
Activo Corriente	14	8	3	—	5	3	12	8	20	18
Total Activo	114	114	13	11	38	38	83	83	169	174
Patrimonio Neto	49	45	11	10	24	23	43	41	73	72
Pasivo no Corriente	59	63	2	1	7	10	7	8	87	94
Pasivo Corriente	6	6	—	—	7	5	33	34	9	8
Total Patrimonio Neto y Pasivo	114	114	13	11	38	38	83	83	169	174

Millones de Euros

	Estado del Resultado									
	Aguilón 20, S.A.		Eólica Valle del Ebro, S.A.		Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.		Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Ingresos	14	11	3	2	6	5	11	8	23	19
Resultados Antes de Impuestos	4	2	1	—	2	1	2	(1)	9	5
Resultado del Ejercicio Actividades Continuas	3	1	1	—	2	1	2	(1)	7	4
Resultado Después de Impuestos de las Actividades Interrumpidas	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Otro Resultado Global	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Resultado Global Total	3	1	1	—	2	1	2	(1)	7	4

	Estado de Flujos de Efectivo									
	Aguilón 20, S.A.		Eólica Valle del Ebro, S.A.		Explotaciones Eólicas Saso Plano, S.A.		Parque Eólico Sierra del Madero, S.A.		Sociedad Eólica de Andalucía, S.A.	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación	9	5	2	—	5	3	4	6	16	11
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Inversión	—	(1)	—	—	(1)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(5)	(5)	(1)	—	(2)	(2)	—	—	(11)	(18)

Los datos patrimoniales corresponden a la información de las sociedades individuales.

16. Ingresos diferidos

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición y movimientos de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado han sido los siguientes:

Millones de Euros

	Notas	Subvenciones de Capital	Instalaciones Cedidas de Clientes	Total
Saldo a 31 de diciembre de 2015		337	4.342	4.679
Altas		2	191	193
Cambios en el Perímetro de Consolidación	5.4 y 5.5	12	—	12
Imputación a Resultados	25.2	(18)	(155)	(173)
Otros		1	—	1
Saldo a 31 de diciembre de 2016		334	4.378	4.712
Altas		6	187	193
Cambios en el Perímetro de Consolidación	5.2	—	1	1
Imputación a Resultados	25.2	(22)	(153)	(175)
Otros		(3)	2	(1)
Saldo a 31 de diciembre de 2017		315	4.415	4.730

El epígrafe «Subvenciones de Capital» incluye, principalmente, las ayudas recibidas al amparo de lo previsto en los convenios de colaboración para la realización de planes de mejora de la calidad del suministro eléctrico en la red de distribución firmados, entre otros, con el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital y con los Organismos Públicos de las Comunidades Autónomas para la construcción de instalaciones de distribución eléctrica.

El epígrafe «Instalaciones Cedidas de Clientes» recoge, fundamentalmente, la valoración realizada sobre las instalaciones de distribución cedidas por clientes y los ingresos recibidos por terceros, distintos a Organismos Oficiales, relacionados con

instalaciones de nueva extensión necesarios para atender las solicitudes de nuevos suministros o ampliación de los existentes. Asimismo se incluyen los «Derechos por Acometidas de Extensión» asociados con las instalaciones de nueva extensión que la empresa distribuidora está obligada a realizar en función de la tensión y potencia solicitados, en el límite establecido legalmente y que son necesarias para hacer posibles los nuevos suministros y efectuar extensiones de la red de distribución existente. Estos «Derechos por Acometidas de Extensión» han sido regulados hasta el ejercicio 2000 inclusive por el Real Decreto 2949/1982, de 15 de octubre, desde el ejercicio 2001 por el Real Decreto 1955/2000, de 1 de septiembre, y, desde el ejercicio 2013, por el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre.

17. Provisiones no corrientes

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado han sido los siguientes:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016 ¹
Provisiones para Pensiones y Obligaciones Similares	17.1	95 1	1.063
Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla		773	948
Expedientes de Regulación de Empleo	172.1	120	160
Suspensiones de Contrato	172.2	653	788
Otras Provisiones no Corrientes	17.3	1.658	1.703
Total		3.382	3.714

¹ Véase Nota 5.4.

17.1. Provisiones para pensiones y obligaciones similares

Todos los trabajadores de las empresas de ENDESA son partícipes del Plan de Pensiones, salvo renuncia expresa al mismo.

Tras la firma del primer Convenio Marco, el 25 de octubre de 2000, quedó definido un sistema de pensiones en régimen de aportación definida para la contingencia de jubilación, y de prestación definida para las contingencias de fallecimiento e incapacidad.

Se estableció un sistema de aportación compartida empresa-trabajador, siendo la máxima de un 6% del salario pensionable para la empresa y un 3% sobre el mismo salario para el trabajador.

Adicionalmente existen trabajadores afectados por convenios de origen, anteriores al Convenio Marco:

→ Aportación Definida para la contingencia de jubilación, y de prestación definida para las contingencias de fallecimiento e incapacidad y con un sistema prestacional y un

sistema de aportación distinto al descrito anteriormente, la casuística varía dependiendo del origen.

→ Prestación Definida para todas las contingencias de jubilación, fallecimiento e incapacidad, diferenciando 2 grandes colectivos:

> Trabajadores de la Ordenanza Eléctrica de la antigua ENDESA. Colectivo cerrado, en el que el carácter pre-determinado de la prestación de jubilación y su aseguramiento íntegro eliminan cualquier riesgo.

> Trabajadores del ámbito Fecsa / Enher / HidroEmpordá. Colectivo cerrado, en el que la prestación está ligada a la evolución del Índice de Precios de Consumo (IPC) y no asegurado a excepción de las prestaciones causadas hasta el 31 de diciembre de 2011, momento en el que se suscribió una póliza de seguros, para instrumentar dichas prestaciones, mediante la cual se elimina cualquier obligación futura respecto de dicho colectivo.

Para este colectivo, existe una provisión en fondo interno que, junto con el patrimonio del Plan, cubren el 100% de la obligación.

Adicionalmente, existen obligaciones de prestación de determinados beneficios sociales a los empleados durante el periodo de jubilación, principalmente relacionados con el suministro eléctrico. Estas obligaciones no se han externalizado y se encuentran cubiertas con la correspondiente provisión interna.

La administración de los planes de pensiones de ENDESA es realizada de conformidad con los límites generales de gestión y asunción de riesgos marcados en las respectivas legislaciones vigentes y aplicables en España.

Actualmente el fondo de pensiones al que se encuentran adscritos los planes de pensiones promovidos por las sociedades de ENDESA asume aquellos riesgos que son inherentes a los activos en los que se encuentra invertido, principalmente:

- Los riesgos de la inversión en activos de renta fija se derivan tanto del movimiento de los tipos de interés como de la calidad crediticia de los títulos de la cartera.
- Los riesgos de la inversión en renta variable se derivan de la incidencia que pueda producirse por la volatilidad (variaciones) del precio de dichos activos, que es superior al de la renta fija.
- Los riesgos de la inversión en instrumentos financieros derivados se hallan en función del apalancamiento que conllevan, lo que les hace especialmente sensibles a las variaciones de precio del subyacente (activo de referencia).
- Las inversiones en activos denominados en divisas distintas al euro conlleva un riesgo adicional derivado de las variaciones del tipo de cambio.
- Las inversiones en activos no negociados, al efectuarse en mercados de liquidez limitada y menor eficiencia, presentan riesgos de valoración derivados tanto de los métodos que se utilicen como de la ausencia de precios de contraste en el mercado.

Hipótesis actuariales

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 las hipótesis utilizadas para el cálculo del pasivo actuarial para los compromisos de prestación definida no asegurados han sido las siguientes:

	31 de diciembre de 2017		
	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria
Tipo de Interés	1,65%	1,67%	1,63%
Tablas de Mortalidad	PERM / F2000	PERM / F2000	PERM / F2000
Rendimiento Esperado de los Activos	1,65%	Na	Na
Revisión Salarial ¹	2,00%	2,00%	Na
Incremento de los Costes de Salud	Na	Na	3,20%

¹ Referencia de porcentaje para la estimación del incremento salarial.

31 de diciembre de 2016

	31 de diciembre de 2016		
	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria
Tipo de Interés	1,74%	1,75%	1,72%
Tablas de Mortalidad	PERM / F2000	PERM / F2000	PERM / F2000
Rendimiento Esperado de los Activos	1,74%	Na	Na
Revisión Salarial ¹	2,00%	2,00%	Na
Incremento de los Costes de Salud	Na	Na	3,20%

¹ Referencia de porcentaje para la estimación del incremento salarial.

Para la determinación del tipo de interés para descontar los compromisos se toma una curva construida con los rendimientos de las emisiones de bonos corporativos de calificación crediticia «AA» en base al plazo de pago estimado de las obligaciones derivadas de cada compromiso.

Pasivos actuariales netos y brutos

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el saldo registrado en el Estado de Situación Financiera Consolidado como consecuencia de la diferencia entre el pasivo actuarial por los compromisos de prestación definida y el valor de mercado de los activos afectos es el siguiente:

	Millones de Euros	
	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Pasivo Actuarial	1.632	1.772
Activos Afectos	(681)	(709)
Diferencia	951	1.063
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial	951	1.063

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la información sobre los pasivos actuariales netos, brutos y los cambios en el valor de mercado de los activos afectos para los compromisos de prestación definida es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2017				31 de diciembre de 2016			
		Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Total	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Total
Pasivo Actuarial Neto Inicial		236	813	14	1.063	131	695	13	839
Coste Neto por Intereses	30	3	14	1	18	3	18	—	21
Costes de los Servicios en el Periodo		9	5	—	14	8	4	—	12
Beneficios Pagados en el Periodo		—	—	—	—	—	—	—	—
Aportaciones del Periodo		(15)	(20)	(1)	(36)	(14)	(26)	(1)	(41)
Otros Movimientos		10	3	—	13	8	2	—	10
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Demográficas		—	—	—	—	—	—	—	—
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Financieras		22	30	1	53	112	97	2	211
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Experiencia		(30)	(137)	—	(167)	(17)	22	—	5
Rendimiento Actuarial de los Activos del Plan Excluyendo Intereses		(13)	—	—	(13)	5	—	—	5
Cambios del Límite del Activo		—	—	—	—	—	—	—	—
Cambios en el Perímetro de Consolidación	5	3	3	—	6	—	1	—	1
Pasivo Actuarial Neto Final		225	711	15	951	236	813	14	1.063

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2017				31 de diciembre de 2016			
		Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Total	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Total
Pasivo Actuarial Inicial		945	813	14	1.772	855	695	13	1.563
Gastos Financieros		16	14	1	31	21	18	—	39
Costes de los Servicios en el Periodo		9	5	—	14	8	4	—	12
Beneficios Pagados en el Periodo		(69)	(20)	(1)	(90)	(44)	(26)	(1)	(71)
Otros Movimientos		10	3	—	13	8	2	—	10
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Demográficas		—	—	—	—	—	—	—	—
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Cambios en Hipótesis Financieras		22	30	1	53	112	97	2	211
Pérdidas (Ganancias) Actuariales por Experiencias		(30)	(137)	—	(167)	(17)	22	—	5
Cambios en el Perímetro de Consolidación	5	3	3	—	6	2	1	—	3
Pasivo Actuarial Final		906	711	15	1.632	945	813	14	1.772

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2017				31 de diciembre de 2016			
		Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Total	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Total
Valor de Mercado Inicial de los Activos Afectos		709	—	—	709	724	—	—	724
Rendimiento Esperado		13	—	—	13	18	—	—	18
Aportaciones del Periodo		15	20	1	36	14	26	1	41
Beneficios Pagados en el Periodo		(69)	(20)	(1)	(90)	(44)	(26)	(1)	(71)
(Pérdidas) Ganancias Actuariales		13	—	—	13	(5)	—	—	(5)
Cambios en el Perímetro de Consolidación	5	—	—	—	—	2	—	—	2
Valor de Mercado Final de los Activos Afectos		681	—	—	681	709	—	—	709

Activos afectos

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 las principales categorías de los activos de los planes de prestación definida, en términos porcentuales sobre el total de activos, son las siguientes:

	Porcentaje (%)	
	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Activos de Renta Fija	60	64
Acciones	33	30
Inversiones Inmobiliarias y otros	7	6
Total	100	100

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle del valor razonable de los valores de renta fija por área geográfica es el siguiente:

Millones de Euros		
Pais	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
España	143	178
Italia	48	72
Francia	40	35
Estados Unidos de América	30	20
Alemania	29	17
Gran Bretaña	24	25
Luxemburgo	15	18
Holanda	13	15
Brasil	1	—
Bélgica	1	3
Resto	65	71
Total	409	454

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, el valor de los activos afectos a los planes de prestación definida colocados en deuda soberana es el siguiente:

Millones de Euros

Pais	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
España	99	123
Italia	25	39
Bélgica	7	8
Francia	4	2
Holanda	1	1
Alemania	—	1
Resto	8	10
Total	144	184

A 31 de diciembre de 2017, los activos afectos a los planes de prestación definida incluyen acciones y bonos de sociedades del Grupo ENEL por importe de 20 millones de euros (22 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

Las acciones y los activos de renta fija tienen precios cotizados en los mercados activos. La rentabilidad esperada de los activos afectos se ha estimado teniendo en cuenta las previsiones de los principales mercados financieros de renta fija y variable, y asumiendo que las categorías de activos tendrán una ponderación similar a la del ejercicio anterior. Durante el ejercicio 2017 la rentabilidad media real ha sido del 3,79% positiva (3,72% positiva en el ejercicio 2016).

Actualmente la estrategia de inversión y la gestión del riesgo son únicas para todos los participantes del plan y no se está siguiendo ninguna estrategia de correlación entre activos-pasivos.

Otra información

A 31 de diciembre de 2017 la duración media ponderada, calculada mediante los flujos probables del compromiso, es de 16,7 años (16,9 años a 31 de diciembre de 2016), siendo el calendario previsto de los pagos necesarios para atender a las obligaciones de prestación definida el siguiente:

Millones de Euros		
	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Año 1	41	52
Año 2	46	57
Año 3	50	57
Año 4	54	62
Año 5	57	64
A partir del Año 5	1.825	2.145
Total	2.073	2.437

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la clasificación de los activos de los planes de prestación definida valorados por niveles de jerarquía de valor razonable es la siguiente:

Millones de Euros				
	31 de diciembre de 2017			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos de los Planes de Prestación Definida	681	587	74	20

Millones de Euros				
	31 de diciembre de 2016			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos de los Planes de Prestación Definida	709	627	69	13

Las valoraciones de los activos clasificados como Nivel 3 se determinan en base a los informes de valoración realizados por la sociedad gestora correspondiente.

Durante los ejercicios 2017 y 2016 los importes registrados en el Estado del Resultado Consolidado por las obligaciones de pensiones de prestación definida y aportación definida han sido los siguientes:

Millones de Euros			
	Notas	2017	2016
Prestación Definida		(32)	(33)
Coste Corriente del Ejercicio ¹	27	(14)	(12)
Costes Financieros Netos	30	(18)	(21)
Aportación Definida		(50)	(44)
Coste Corriente del Ejercicio ²	27	(50)	(44)
Total		(82)	(77)

¹ En el ejercicio 2017 incluye 9 millones de euros del coste corriente del ejercicio correspondiente a personal prejubilado que estaba registrado previamente como provisión en el epígrafe «Provisión por Reestructuración de Plantilla» y que ha sido traspasado durante el ejercicio a las obligaciones por pensiones (7 millones de euros en el ejercicio 2016).

² Durante los ejercicios 2017 y 2016 se han aportado también 32 millones de euros y 31 millones de euros, respectivamente, que estaban incluidos previamente en el epígrafe «Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla».

Durante los ejercicios 2017 y 2016 los importes registrados en Otro Resultado Global Consolidado por las obligaciones de pensiones de prestación definida han sido los siguientes:

Millones de Euros			
	Notas	2017	2016
Rendimiento Esperado de los Activos Afectos al Plan		13	(5)
Ganancias y Pérdidas Actuariales		114	(216)
Total	15.1.10	127	(221)

A 31 de diciembre de 2017, conforme a la mejor estimación disponible, las aportaciones previstas para atender los planes de prestación definida en el ejercicio 2018 ascenderán aproximadamente a 21 millones de euros.

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por pensiones ante fluctuaciones en las principales hipótesis actuariales, dejando constantes el resto de variables, es la siguiente:

Millones de Euros

Hipótesis	31 de diciembre de 2017			31 de diciembre de 2016		
	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria	Pensiones	Energía	Asistencia Sanitaria
Disminución en 50 p.b. del Tipo de Interés	75	60	1	84	75	1
Aumento en 50 p.b. del Tipo de Interés	(67)	(53)	(1)	(74)	(66)	(1)
Disminución en 50 p.b. del Índice de Precios de Consumo (IPC) ¹	(13)	(61)	(1)	(16)	(65)	(1)
Aumento en 50 p.b. del Índice de Precios de Consumo (IPC) ¹	13	61	1	16	74	1
Incremento del 1% de los Costes de Asistencia Sanitaria	Na	Na	1	Na	Na	3
Incremento de 1 año de la Esperanza de Vida de Empleados en Activo y Jubilados	24	25	1	27	33	1

¹ Referencia de porcentaje para la estimación del incremento salarial.

17.2. Provisiones para planes de reestructuración de plantilla

Las obligaciones recogidas en el Estado de Situación Financiera Consolidado en concepto de provisiones para planes de reestructuración de plantilla surgen como consecuencia de acuerdos de carácter colectivo o individual suscritos con los trabajadores de ENDESA en los que se establece el compromiso por parte de la empresa de proporcionar una contraprestación en el futuro para la situación de cese o suspensión de la relación laboral por acuerdo entre las partes.

17.2.1. Expedientes de regulación de empleo

A 31 de diciembre de 2017 existen principalmente 4 tipos de planes vigentes:

→ Expedientes de regulación de empleo aprobados en las antiguas empresas con anterioridad al proceso de reordenación societaria de 1999. Para estos expedientes

de regulación de empleo ha finalizado el plazo para que los empleados puedan acogerse por lo que la obligación corresponde prácticamente en su totalidad a empleados que ya han causado baja en la Sociedad. El colectivo considerado en la valoración es de 183 personas (383 personas a 31 de diciembre de 2016).

→ Plan voluntario de salidas aprobado en 2000. El Plan afecta a los trabajadores con 10 o más años de antigüedad reconocida en el conjunto de empresas afectadas a 31 de diciembre de 2005. Los trabajadores mayores de 50 años, a 31 de diciembre de 2005, tienen derecho a acogerse a un plan de prejubilación a los 60 años, pudiendo incorporarse al mismo desde la fecha en que cumplen los 50 años hasta los 60 años con el mutuo acuerdo del trabajador y la empresa. El colectivo total considerado en la valoración es de 129 personas, de las cuales la totalidad se encuentran actualmente en situación de prejubilación (435 personas, de las cuales la totalidad se encuentran en situación de prejubilación, a 31 de diciembre de 2016). La aplicación del Plan para trabajadores menores de 50 años, a 31 diciembre de 2005, requiere solicitud escrita del trabajador y aceptación de la empresa. Las condiciones aplicables a los trabajadores menores de 50 años afectados por el Plan consisten en una indemnización de 45 días de salario por año de servicio más una

cantidad adicional de 1 ó 2 anualidades en función de la edad a 31 de diciembre de 2005.

→ Planes mineros 2006–2012. Los trabajadores tienen derecho a acogerse al cumplir 52 años de edad física o equivalente durante el periodo 2006–2012, siempre y cuando reúnan a esa fecha al menos 3 años de antigüedad y 8 años en puesto con coeficiente reductor. La adhesión al Plan se realiza de mutuo acuerdo entre el trabajador y la empresa. El colectivo total considerado en la valoración es de 858 personas, de las cuales la totalidad se encuentran actualmente en situación de prejubilación (866 personas, de las cuales la totalidad se encuentran en situación de prejubilación, a 31 de diciembre de 2016). Las condiciones económicas aplicables a los trabajadores que se acojan a dichos planes de prejubilación son las siguientes:

> La empresa garantiza al empleado, desde el momento de la extinción de su contrato y hasta la primera fecha de jubilación posible posterior a la finalización de las prestaciones contributivas por desempleo y, como máximo, hasta el momento en el que el afectado que cumpliendo la edad de jubilación cause el derecho, una indemnización en pagos periódicos en función de su última retribución anual, revisable en función del Índice de Precios de Consumo (IPC).

> De las cuantías resultantes se deducen las prestaciones y subsidios derivados de la situación de desempleo como cualesquiera otras ayudas oficiales a la prejubilación que se perciban con anterioridad a la situación de jubilado.

→ Plan minero 2016: se garantiza al colectivo de empleados afectados por el Acuerdo de Extinción de Contratos, desde el momento de la extinción de su contrato y hasta la edad legal de acceso a la jubilación completar su retribución ordinaria bruta hasta en un 80%, teniendo derecho en dicho periodo a recibir el premio por años de servicio, la ayuda de estudios y el seguro de vida y

accidentes, así como a percibir las aportaciones al plan de previsión complementaria referente al colectivo en que se encuentre adscrito el trabajador. El colectivo total considerado en la valoración es de 70 personas, de las cuales 69 personas se encuentran actualmente en situación de prejubilación (70 personas, de las cuales 47 personas se encuentran en situación de prejubilación, a 31 de diciembre de 2016).

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el movimiento de la provisión para expedientes de regulación de empleo ha sido el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	2017	2016
Saldo inicial		160	204
Dotaciones con Cargo al Estado del Resultado del Ejercicio		(8)	27
Gastos de Personal	27	(4)	2
Resultados Financieros	30	(4)	25
Traspasos a Corto Plazo y otros		(32)	(72)
Cambios en el Perímetro de Consolidación	5.4	—	1
Saldo Final		120	160

A 31 de diciembre de 2017, el epígrafe «Provisiones Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado incluye 73 millones de euros correspondientes a provisiones para expedientes de regulación de empleo cuyo pago está previsto en el ejercicio 2018 (124 millones de euros de pagos a 31 de diciembre de 2016) (véase Nota 24).

Hipótesis actuariales

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de las obligaciones por estos expedientes de regulación de empleo han sido las siguientes:

	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Tipo de Interés	0,65%	0,64%
Índice de Precios de Consumo (IPC)	2,00%	2,00%
Tablas de Mortalidad	PERM / F 2000	PERM / F 2000

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por planes de reestructuración ante fluctuaciones en las principales hipótesis actuariales, manteniendo constantes el resto de variables, es la siguiente:

Millones de Euros

Hipótesis	31 de diciembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
	Aumento 50 p.b.	Disminución 50 p.b.	Aumento 50 p.b.	Disminución 50 p.b.
Tipo de Interés	(6)	7	(11)	12
Índice de Precios de Consumo (IPC) ¹	2	(2)	3	(3)

¹ Referencia de porcentaje para la estimación del incremento salarial.

17.2.2. Acuerdo sobre medidas voluntarias de suspensión o extinción de contratos de trabajo en el periodo 2013-2018

El 3 de diciembre de 2013 ENDESA firmó con la Representación Social de los Trabajadores un «Acuerdo sobre Medidas Voluntarias de Suspensión o Extinción de Contratos de Trabajo en el periodo 2013–2018 del Acuerdo marco de garantías para ENDESA, S.A. y sus filiales eléctricas» el cual fue registrado mediante Resolución de la Dirección General de Empleo de 29 de diciembre de 2013, publicada en el Boletín Oficial del Estado (BOE) del 24 de enero de 2014, que se aplicará a los trabajadores afectados por los procesos de reorganización que se puedan llevar a cabo durante este periodo.

Este Acuerdo distingue 2 colectivos, contemplándose para cada uno de ellos las siguientes medidas, para cuya aplicación será imprescindible el mutuo acuerdo de la empresa y el trabajador:

- Para los trabajadores con edad inferior a 50 años contempla la posibilidad de que la empresa ofrezca a los trabajadores la posibilidad de rescindir el contrato de trabajo mediante el pago de una indemnización.
- Para los trabajadores de más de 50 años contempla la posibilidad de que la empresa ofrezca a los trabajadores la suspensión del contrato de trabajo por el plazo de un año a cambio de la percepción de una renta periódica durante el plazo de suspensión del contrato. Esta suspensión podrá ser renovada por periodos anuales hasta la fecha de jubilación ordinaria del trabajador, siempre que ni el empleado ni la empresa soliciten la reincorporación del trabajador a la empresa.

Como consecuencia del plan de reestructuración y reorganización que ENDESA S.A. puso en marcha la Sociedad, ha firmado sucesivos acuerdos con los representantes sindicales de los trabajadores por los cuales se ha comprometido a no ejercitar, en determinados supuestos, la facultad de solicitar el retorno a la empresa en las subsiguientes renovaciones anuales de los acuerdos de suspensión del contrato de trabajo firmados.

A 31 de diciembre de 2017 existen 1.421 empleados con el contrato suspendido en aplicación de estos Acuerdos y la Sociedad ha adquirido el compromiso de ofrecer la suspensión del contrato de trabajo a otros 6 empleados, de los que todos ya han firmado el acuerdo de suspensión a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas (1.252 empleados y 151 empleados, respectivamente, a 31 de diciembre de 2016).

A 31 de diciembre de 2017 la provisión registrada para cubrir las obligaciones adquiridas por este concepto asciende a 766 millones de euros, de los cuales 653 millones de euros están registrados en el epígrafe «Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla» a largo plazo y 113 millones de euros en el epígrafe «Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla» a corto plazo (véase Nota 24) (788 millones de euros y 90 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2016) y se refiere a todas las suspensiones

de contrato firmadas con los empleados o comprometidas con los representantes sociales de los trabajadores a 31 de diciembre de 2017. La provisión cubre la totalidad del coste que deberá asumir la empresa durante el periodo para el que, de acuerdo con los compromisos adquiridos a 31 de diciembre de 2017, la empresa no puede evitar que el contrato de trabajo se encuentre suspendido.

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el movimiento de esta provisión a largo plazo es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	2017	2016
Saldo Inicial		788	672
Dotaciones con Cargo al Estado del Resultado del Ejercicio		(4)	237
Gastos de Personal	27	(4)	207
Resultados Financieros	30	—	30
Aplicaciones		(131)	(121)
Trasposos y otros		(131)	(121)
Saldo Final		653	788

Hipótesis actuariales

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de las obligaciones por el acuerdo de suspensión de contratos han sido las siguientes:

	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Tipo de Interés	0,65%	0,64%
Incremento Futuro Garantía	2,00%	2,00%
Incremento Resto de Conceptos	2,00%	2,00%
Tablas de Mortalidad	PERM / F2000	PERM / F2000

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por suspensión de contratos ante fluctuaciones en las principales hipótesis actuariales, manteniendo constantes el resto de variables, es la siguiente:

Millones de Euros

Hipótesis	31 de diciembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
	Aumento 50 p.b.	Disminución 50 p.b.	Aumento 50 p.b.	Disminución 50 p.b.
Tipo de Interés	(17)	19	(18)	19
Garantía y Resto de Conceptos	16	(16)	16	(15)

17.3. Otras provisiones

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado han sido los siguientes:

Millones de Euros

	Notas	Provisiones para Litigios, Indemnizaciones y otras Obligaciones Legales o Contractuales	Provisiones por Costes de Cierre de las Instalaciones	Total
Saldo a 31 de diciembre de 2016¹		728	975	1.703
Gastos de Explotación		4	—	4
Dotaciones		94	13	107
Aplicaciones		(90)	(13)	(103)
Resultados Financieros	30	8	9	17
Dotaciones Netas con Cargo a Inmovilizado	6	—	(8)	(8)
Pagos		(41)	(13)	(54)
Cambios en el Perímetro de Consolidación ²	5.1 y 2.3.1	2	(6)	(4)
Saldo a 31 de diciembre de 2017		701	957	1.658

¹ Véase Nota 5.4.

² Corresponde a la adquisición de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) (2 millones de euros) (véase Nota 5.1) y a la salida del perímetro de consolidación de Nueva Marina Real Estate, S.L. (6 millones de euros) (véase Nota 2.3.1).

Millones de Euros

	Notas	Provisiones para Litigios, Indemnizaciones y otras Obligaciones Legales o Contractuales	Provisiones por Costes de Cierre de las Instalaciones	Total
Saldo a 31 de diciembre de 2015		755	935	1.690
Gastos de Explotación		(19)	(4)	(23)
Dotaciones		81	11	92
Aplicaciones		(100)	(15)	(115)
Resultados Financieros	30	7	8	15
Dotaciones Netas con Cargo a Inmovilizado	6	—	66	66
Pagos		(59)	(16)	(75)
Traspasos y otros		11	(30)	(19)
Cambios en el Perímetro de Consolidación	5.4	33	16	49
Saldo a 31 de diciembre de 2016¹		728	975	1.703

¹ Véase Nota 5.4.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de las provisiones por costes de cierre de las instalaciones por tipo de instalación es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Centrales Nucleares	3a y 6	538	567
Otras Centrales		298	299
Desmantelamiento de Contadores		94	74
Cierre Explotaciones Mineras		27	35
Total		957	975

Litigios y arbitrajes

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas los principales litigios o arbitrajes en los que se hallan incurso las sociedades de ENDESA son los siguientes:

→ Con fecha 21 de noviembre de 2000 se dictó Laudo estimando la demanda de Energía XXI Energías Renováveis contra ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), considerando ilegal la resolución del contrato de agencia suscrito entre ambas sociedades para la venta de aerogeneradores a parques eólicos en Portugal y Brasil, por lo que se condenó a ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) a pagar a Energía XXI Energías Renováveis: i) costes legales, ii) 50.000 euros, iii) pérdida de beneficios. El 27 de diciembre de 2000 ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) solicitó ante el Tribunal Civil de Primera Instancia de Lisboa la nulidad del Laudo. El 6 de octubre de 2005 el Tribunal desestimó el recurso de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE). El 17 de enero de 2013 la Corte de Apelación, en respuesta al recurso de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), ordenó repetir de nuevo el procedimiento en primera Instancia, incluyendo fase probatoria. El procedimiento se encuentra pendiente de Sentencia. Por su parte, Energía XXI Energías Renováveis presentó el 15 de septiembre de 2005 demanda contra ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) para que ésta proceda al pago de las cantidades a las que condenaba el Laudo de 21 de noviembre de 2000 (reclama 546 millones de euros por pérdida de beneficios). Este procedimiento se encuentra en suspenso, hasta que se decida el relativo a la validez del Laudo.

→ Existen 2 procedimientos judiciales en curso contra ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. por incendios forestales en Cataluña de los que pudiera resultar la obligación de atender diversas reclamaciones por daños y perjuicios por importe aproximado de 24 millones de euros.

→ El 8 de mayo de 2008 se dictó Sentencia en el recurso de casación interpuesto por ENDESA, S.A. ante el Tribunal Supremo contra la Sentencia de la Audiencia Nacional por la que se anuló la Orden de 29 de octubre de 2002, reguladora de los Costes de Transición a la Competencia (CTC) correspondientes al año 2001, dictada en recurso contencioso-administrativo 825/2002 interpuesto por Iberdrola, S.A. El Tribunal Supremo desestima la pretensión de ENDESA, S.A. de que se casase la Sentencia de la Audiencia Nacional. Se estima que su ejecución no debería tener un efecto económico significativo para ENDESA, S.A., entre otros motivos porque la Sentencia no se pronunciaba sobre posibles importes de los Costes de Transición a la Competencia (CTC), sino que se limitaba a identificar que, habida cuenta del importe total de la plusvalía contable que ENDESA, S.A. había obtenido en la venta de Electra de Viesgo, S.L., habría alguna plusvalía a efectos de los Costes de Transición a la Competencia (CTC), pero ni en esta Sentencia ni posteriormente en casación ante el Tribunal Supremo se identificó importe alguno sobre el que se pueda realizar el cálculo del posible impacto sobre ENDESA, S.A.

→ Por Orden del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino de fecha 17 de junio de 2008, se reconoció a ENDESA Generación, S.A.U., en cuanto perjudicada por la imposibilidad de la ejecución de la presa de Jánovas y la extinción de los 3 aprovechamientos hidroeléctricos asociados a dicha obra, una indemnización para compensar al concesionario por los gastos realizados incluso los intereses correspondientes de acuerdo con el interés legal, a cuyo efecto se elaboraría una propuesta de Convenio para el resarcimiento, parcial o total, al concesionario por la vía de una prórroga de la concesión del salto del Cinqueta en la Central de Lafortunada (cuya duración había finalizado el 12 de julio de 2007). Sin embargo, la Resolución del Director General del Agua de fecha 15 de junio de 2012, acordó ordenar la incoación del expediente de extinción de la concesión Lafortunada-Cinqueta, e instar a la Confederación Hidrográfica del Ebro (CHE) para que realizase los trámites de la justificación de los gastos realizados por los aprovechamientos de Jánovas, que permitiera definir nuevamente la fórmu-

la más adecuada al interés público en la indemnización a la concesionaria. Contra la anterior resolución ENDESA Generación, S.A.U. interpuso Recurso de Alzada ante el Secretario de Estado y Medio Ambiente solicitando la suspensión cautelar del acto administrativo, que habría tenido lugar conforme lo establecido en la legislación aplicable, toda vez que hasta la fecha ni se ha resuelto el recurso interpuesto, ni se ha denegado la suspensión. Pese a ello, con fecha 22 de diciembre de 2017, fue notificada a ENDESA Generación, S.A.U. la Resolución del Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente de 14 de diciembre de 2017, que declara extinguida la concesión y ordena la reversión al Estado del aprovechamiento hidroeléctrico del Salto de Lafortunada-Cinqueta. ENDESA Generación, S.A.U. ha interpuesto recurso contencioso administrativo ante el Tribunal Superior de Justicia de Madrid contra la desestimación presunta del recurso de alzada deducido contra la Resolución del Director General del Agua de 15 de junio de 2012, y recurso contencioso administrativo ante la correspondiente Sala de la Audiencia Nacional contra la Resolución del Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente de 14 de diciembre de 2017, que se deben sustanciar por sus trámites.

→ El 11 de mayo de 2009 el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital dictó Orden Ministerial por la que impuso 4 sanciones por valor acumulado de 15 millones de euros a ENDESA Generación, S.A.U., como explotador responsable de la Central Nuclear Ascó I, en relación con la liberación de partículas radiactivas en dicha Central en diciembre de 2007, por la comisión de 4 infracciones graves tipificadas por la Ley 25/1964, de 29 de abril, de Energía Nuclear. Tal Orden fue recurrida ante la Audiencia Nacional, la cual, mediante Auto de 1 de diciembre de 2009, acordó la suspensión cautelar de la ejecutividad de la resolución impugnada, quedando prestado ante dicho Tribunal aval bancario por el importe de la sanción impuesta (15 millones de euros). En la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas dicho recurso se encuentra suspendido por prejudicialidad penal por Auto de 6 de abril de 2011 hasta que concluyan, mediante resolución firme, las Diligencias Previas 111/2011 que se siguen por el Juzgado de Primera Instancia e Instrucción nº 1 de Gandesa (Tarragona) sobre los hechos. Por providencia de fecha 13 de junio de 2016 se mantiene la suspensión de las actuaciones hasta que recaiga resolución firme en las diligencias penales. Simultáneamente, el Director General de Política Energética y Minas im-

puso 2 sanciones por valor acumulado de 90 miles de euros por infracciones leves derivadas de los mismos incidentes, sanciones que fueron recurridas en alzada y posterior contencioso y respecto de las cuales, a) sobre la de 15 miles de euros, recurrida ante el Juzgado Central de lo Contencioso Administrativo, se dicta Sentencia de 3 de julio de 2012 desestimatoria del recurso, pagándose la sanción, y b) la sanción de 75 miles de euros es recurrida ante el Tribunal Superior de Justicia de Madrid, recurso Contencioso-Administrativo número 189/2010, encontrándose el procedimiento suspendido por Auto de 16 de julio de 2012, por la prejudicialidad penal existente, que se mantiene en 2017. En cuanto a las actuaciones penales, el Juzgado de Gandesa (Tarragona) dictó Auto de fecha 21 de octubre de 2015 por el que se acuerda el sobreseimiento provisional de las actuaciones. Dicho Auto ha sido recurrido en reforma y Apelación por el Fiscal y el resto de denunciados. Por Auto de 25 de octubre de 2016 se procede a estimar parcialmente los recursos de reforma revocando el sobreseimiento. Se interpone recurso de apelación ante la Audiencia Provincial por Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II, A.I.E. y las defensas de los investigados, continuando el proceso penal en tramitación, por lo que los procedimientos contencioso-administrativos se mantienen suspendidos. La Audiencia Provincial, mediante Auto de 16 de marzo de 2017, ha resuelto el recurso de apelación 1119/2016 contra el Auto de octubre de 2016 del Juzgado de Instrucción de Gandesa (Tarragona), declarando no haber lugar al recurso de apelación por entender que, por razones procesales, no debe pronunciarse sobre el fondo del asunto; que previamente el juez de instrucción debe resolver si tiene por finalizada la fase previa de investigación, acuerda la apertura del procedimiento abreviado o archiva el procedimiento.

→ El 22 de febrero de 2012 la extinta Comisión Nacional de la Competencia (CNC) notificó a ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. resolución por la que le impuso una multa de 23 millones de euros por una supuesta conducta abusiva en el mercado de las instalaciones eléctricas consistente en presentar ofertas económicas por instalaciones no reservadas al tiempo de informar al solicitante de suministro de las condiciones técnico-económicas de su solicitud (Asunto ENDESA/Fenie). Asimismo, con fecha 26 de abril de 2012, la autoridad española de competencia impuso una sanción de 1 millón de euros por un expediente similar limitado al ámbito geográfico de Mallorca (Asunto ENDESA/Asinem). ENDESA Distribu-

ción Eléctrica, S.L.U. recurrió ambas sanciones ante la Audiencia Nacional, que suspendió el pago de las multas mediante Autos de 21 de mayo y 3 de julio de 2012. Con relación al primero de los asuntos (Asunto ENDESA/Fenie), la Audiencia Nacional desestimó el recurso contencioso-administrativo interpuesto contra la multa impuesta a ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. por importe de 23 millones de euros. Se interpuso, a su vez, recurso de casación ante el Tribunal Supremo contra dicha Sentencia. Con fecha 14 de julio de 2017, el Tribunal Supremo dictó Sentencia estimando parcialmente el recurso interpuesto con relación al motivo esgrimido sobre falta de proporcionalidad de la multa. El Tribunal Supremo acuerda, en consecuencia, anular la resolución sancionadora en lo que al importe de la multa se refiere y ordena a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) recalcular dicho importe. Con relación al segundo de los asuntos (ENDESA/Asinem), la Audiencia Nacional dictó Sentencia estimando parcialmente el recurso interpuesto por ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. y ordenó a la autoridad de competencia reducir la multa. La Administración recurrió dicha Sentencia en casación. El Tribunal Supremo ha dictado Sentencia de fecha 27 de febrero de 2015 por la que estima el recurso interpuesto por la Administración sólo parcialmente y confirma la nulidad de la resolución sancionadora en lo referente al importe de la multa pues, según el Tribunal Supremo, la multa ha sido fijada «a partir de un método de cálculo no conforme a derecho». En consecuencia, el Tribunal Supremo ordena a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) recalcular la multa de conformidad con la interpretación que aquél ha realizado de los artículos 63 y 64 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia.

→ En 2013, el Juzgado de Primera Instancia número 4 de Algeciras (Cádiz) admitió a trámite la demanda interpuesta por Obras y Construcciones Alcalá Sur, S.L. frente a ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. solicitando se condenase a ésta última a pagar a Obras y Construcciones Alcalá Sur, S.L. una indemnización por importe de 61 millones de euros en concepto de daños y perjuicios ocasionados por incumplimiento de un Convenio de fecha 16 de enero de 2006 suscrito entre ambas entidades, y, en concreto, por la falta de construcción por ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. de una subestación cuyo destino era dotar de suministro eléctrico a las más de 450 viviendas de las que los demandantes eran los propietarios, de forma que la falta de suministro impidió

la obtención de la licencia de primera ocupación en las promociones finalizadas. ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. entiende que dicha pretensión carece de fundamento al no existir incumplimiento contractual alguno y no haber un nexo causal suficiente entre las acciones u omisiones de ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. y la no disposición de una parcela para ubicar en ella la subestación eléctrica, ni tampoco entre el retraso en la construcción de la subestación y el retraso en la obtención de la licencia de primera ocupación de las viviendas. El 29 de marzo de 2016 tuvo lugar la celebración de la Audiencia previa en la cual quedó señalado el juicio en 2 sesiones que tendrían lugar el 9 y 10 de enero de 2017. El 9 de enero de 2017 quedó suspendido el juicio por falta de citación judicial del perito de la parte contraria y por no cumplimentación de los oficios dirigidos al Ayuntamiento de los Barrios y al Ministerio de Fomento, señalándose nueva fecha para el juicio el día 16 de febrero de 2017. Con fecha 5 de junio 2017 se ha notificado Sentencia desestimando íntegramente la demanda interpuesta. Se ha interpuesto recurso de apelación por la contraparte.

→ El 22 de enero de 2014 el Presidente de la Confederación Hidrográfica del Ebro (CHE) dictó resolución por la que acuerda exigir a ENDESA Generación, S.A.U. entregar el 25% de la energía producida en los aprovechamientos hidroeléctricos de la cuenca del Noguera Ribagorzana, y en las Centrales de Mequinenza y Ribarroja en el río Ebro, con efectos desde el 1 de enero de 2012, y aprobar liquidaciones por importe de 28 millones de euros, ante la imposibilidad de ejecución forzosa de la obligación in natura, como compensación equivalente por el periodo del 1 de enero de 2012 hasta el 30 de septiembre de 2013, ordenando practicar nuevas liquidaciones en periodos trimestrales como equivalente dinerario hasta que ENDESA Generación, S.A.U. ofertase un precio individualizado para cada uno de los aprovechamientos hidroeléctricos, que hizo el 24 de febrero de 2014, y por lo que se le giró y posteriores nuevas liquidaciones de la Confederación Hidrográfica del Ebro (CHE) de fecha 6 de junio 2014, por importe de 2 millones de euros, como indemnización sustitutiva por el periodo comprendido entre el 1 de octubre y el 17 de diciembre de 2013. La Confederación Hidrográfica del Ebro (CHE) dictó la resolución con base en lo previsto en el artículo 10 del Decreto de 1946 que concedió la reserva del Ribagorzana al Instituto Nacional de Industria (INI), posteriormente refrendado por el Decreto que concedió a la Empresa Nacional Hidroeléctrica Ribagorzana, S.A. la reserva del

tramo medio del río Ebro entre las centrales de Escatrón y Flix. ENDESA Generación, S.A.U. interpuso recursos contencioso administrativos que se siguen ante la Sección 2ª de la Sala de lo Contencioso Administrativo del Tribunal Superior de Justicia de Aragón. Ese Tribunal ha desestimado los recursos deducidos por Sentencias de 11 de octubre de 2017. ENDESA Generación, S.A.U. ha presentado escritos preparando recurso de casación ante el Tribunal Supremo contra las Sentencias recaídas, petición que actualmente se encuentra pendiente de la decisión sobre su admisión a trámite.

- La Disposición Adicional Tercera de la Ley 12/2011, de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radioactivos introduce una modificación a la Ley 25/1964, de 29 de abril, de Energía Nuclear (LEN), sobre el régimen de titularidad de las autorizaciones de explotación de las centrales nucleares, al establecer que el titular de la autorización o explotador de una central nuclear y responsable en la totalidad de la instalación debe ser una sola persona jurídica, estableciéndose el plazo de un año para la adaptación, previa presentación del correspondiente plan de adaptación, en los casos de titularidades de las autorizaciones de explotación de centrales nucleares que no reunieran las condiciones exigidas. Por parte de ENDESA Generación, S.A.U., el 28 de septiembre de 2011 se presenta en tiempo y forma el plan exigido, sin que la Dirección General de Política Energética y Minas tenga por cumplida la adaptación. Las empresas cotitulares son requeridas para que elaboren un plan de adaptación único para cada una de las centrales suscrito por todos sus titulares. El 25 de junio de 2012 el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital incoa expedientes sancionadores a las empresas titulares de las centrales nucleares de Ascó I, Ascó II, Vandellós II y Almaraz I y II, por comisión de infracción grave y posible sanción de entre 0,3 millones de euros y 9 millones de euros. Tras las alegaciones formuladas por las empresas, el 14 de marzo de 2013 son dictadas las Órdenes Ministeriales que declaran incumplida por las empresas la obligación de adaptación y la comisión de una infracción grave con sanción de 0,9 millones de euros por reactor. ENDESA Generación, S.A.U. procede a recurrir las sanciones impuestas ante la Audiencia Nacional, acordándose durante la sustanciación del recurso la suspensión cautelar de las multas previa prestación de caución por 3,6 millones de euros. La Audiencia Nacional dicta Sentencia de fecha 25 de junio de 2014 desestimatoria del recurso, interponiéndose contra

la misma recurso de casación ante el Tribunal Supremo el 8 de julio de 2014 mediante Sentencia del Tribunal Supremo de fecha 8 de febrero de 2017, se desestima el recurso de ENDESA Generación, S.A.U., condenando a ésta al pago de la multa.

- Con fechas 15 y 16 de abril de 2014, fueron notificadas 4 resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas, todas ellas de fecha 10 de abril de 2014, por las que se inician nuevos expedientes sancionadores frente a ENDESA Generación, S.A.U., al ser titular o cotitular de las Centrales Nucleares Almaraz, Unidades I y II, Ascó I y II y Vandellós, por el presunto incumplimiento, de forma continuada, de la Disposición Transitoria Única de la Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre Energía Nuclear (LEN), con sanción por infracción grave de 0,3 millones de euros hasta 9 millones de euros por cada expediente abierto, en concreto, por considerar que el Plan de Adaptación presentado no se trata del «correspondiente plan de adaptación» al que se refiere la Disposición Transitoria Única de la Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre Energía Nuclear (LEN), no llevándose a cabo en el plazo establecido. Con fecha 25 de septiembre de 2014 se dictan las Órdenes Ministeriales que resuelven los expedientes sancionadores que imponen, cada uno de ellos, una multa de 3 millones de euros. ENDESA Generación, S.A.U. interpone recurso ante la Audiencia Nacional contra las 4 resoluciones dictadas en los 4 expedientes sancionadores de forma acumulada. Tras solicitar la suspensión cautelar de las sanciones, la Audiencia Nacional acuerda la medida tras la prestación de aval por importe de 9 millones de euros mediante providencia de fecha 9 de julio de 2015. El procedimiento se declara concluido con fecha 6 de julio de 2016. La Audiencia Nacional, con fecha 13 de septiembre de 2017, dictó Sentencia estimatoria de las pretensiones de ENDESA Generación, S.A.U., no habiendo sido recurrida la misma por el Ministerio.
- Con fecha 17 de julio de 2014, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) notificó a ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. resolución sancionadora por la que imponía a aquélla una multa de 1 millón de euros por un supuesto abuso de posición de dominio consistente en el cobro indebido por la ejecución de instalaciones de extensión de red, al cobrar, a precio libre, obras de extensión de red que, según la interpretación de la normativa realizada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), deberían ser cobradas a baremo. ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U.

entiende, por el contrario, que aplicó de forma correcta la normativa sectorial tal y como ha sido confirmado por numerosas sentencias aportadas durante el trámite del procedimiento administrativo. ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. recurrió dicha resolución ante la Audiencia Nacional por ser contraria a derecho y solicitó la suspensión cautelar de la multa. La Audiencia Nacional suspendió cautelarmente la ejecución de la multa y el asunto está actualmente pendiente de Sentencia por parte de la Audiencia Nacional.

- El 13 de abril de 2015 fueron notificadas a ENDESA Generación, S.A.U. las liquidaciones emitidas por la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir (CHG) en concepto de energía de reserva por la producción eléctrica de las Centrales Hidroeléctricas de Tranco de Beas, Guadalmellato, Guadalen, Bembezar, Iznajar, Guadalmena, Doña Aldonza y Pedro Marín, correspondientes al segundo semestre del año 2009 y los años 2010 a 2013, por importe de 11 millones de euros. Posteriormente fueron notificadas por el año 2014, 3 millones de euros. Anteriormente, en diciembre de 2014 y enero de 2015, ENDESA Generación, S.A.U., había recibido liquidaciones por cánones de producción de esas mismas Centrales por importe de 3 millones de euros por los años 2011 y 2012, e importes de 2 millones de euros por el año 2013 y posteriormente de 1 millón por el 2014. ENDESA Generación, S.A.U. impugnó todas esas liquidaciones en vía económico administrativa ante el Tribunal Económico Administrativo Regional de Andalucía, conforme lo indicado en las mismas, y solicitó y obtuvo la concesión de la suspensión de su pago. Las primeras impugnaciones han sido inadmitidas por considerarse el Tribunal Económico Administrativo Regional incompetente ordenando se realicen nuevas notificaciones a ENDESA Generación, S.A.U., para su impugnación en vía contencioso administrativo ante el Tribunal Superior de Justicia de Andalucía. Una vez recibidas las nuevas liquidaciones han sido pagadas en periodo voluntario, y ENDESA Generación, S.A.U. ha interpuesto los procedentes recursos contencioso administrativos ante el Tribunal Superior de Justicia de Andalucía, que se encuentran actualmente en tramitación.
- Las autorizaciones administrativas de los parques eólicos Peña del Gato y Valdesamario, titularidad de Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U. (sociedad 100% de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)) fueron anuladas mediante Sentencias del Tribunal Supremo de 13 de julio

de 2015 y 5 de mayo de 2017, respectivamente, por entender que la tramitación de la Declaración de Impacto Ambiental no fue realizada correctamente. También fueron anuladas, por el mismo motivo, las licencias municipales otorgadas por los Ayuntamientos de Valdesamario y Riello para el Parque Eólico de Valdesamario (Sentencia del Tribunal Superior de Justicia de Castilla y León de 26 de junio de 2017 y Sentencia del Juzgado Contencioso Administrativo de León de 30 de mayo de 2017, ambas firmes) así como las infraestructuras de evacuación de los parques (Sentencias del Juzgado Contencioso Administrativo de León de 30 de mayo de 2017, que han sido impugnadas por su titular, Promociones Energéticas del Bierzo, S.L.U. (sociedad 100% de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)), estando los recursos de apelación pendiente de resolución) y la aprobación del proyecto de la SET Ponjos (Sentencia del Juzgado Contencioso – Administrativo 1 de León de 31 de mayo de 2017, también impugnada por Promociones Energéticas del Bierzo, S.L.U. y estando la apelación pendiente de resolución). En lo que respecta al Parque Eólico de Peña del Gato, se ha obtenido una nueva autorización administrativa con fecha 8 de mayo de 2017 (tras re tramitar el proyecto subsanando los defectos de su evaluación ambiental) y las instalaciones se han puesto en marcha parcialmente con fecha 3 de enero de 2018 (14 máquinas), a la espera en las restantes 11 máquinas de recibir el permiso de ocupación de montes modificado para ajustarse a la nueva autorización administrativa. En relación con el Parque Eólico de Valdesamario, actualmente paralizado, Energías Especiales del Alto Ulla, S.A.U. solicitó igualmente la re tramitación de la autorización administrativa, y se solicitará que se vuelvan a tramitar las licencias anuladas. En el mismo sentido se actuará con las infraestructuras de evacuación y SET Ponjos, en el supuesto de que se desestimen los recursos de apelación presentados por Promociones Energéticas del Bierzo, S.L.U.

- El 11 de enero de 2016 se recibe demanda judicial por la que la Junta de Andalucía reclama a ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.U. una indemnización por daños y perjuicios derivada de un incendio presuntamente provocado por una línea ubicada en Paraje Gatuna en Alhama de Almería y que provocó daños y perjuicios en 3.259 hectáreas en terrenos de titularidad pública y privada consideradas zona de peligro. Se reclaman 35 millones de euros por gastos de extinción, daños medioambientales y pérdidas por el incendio en productos. La contestación a la demanda se presentó el 5 de febrero de 2016.

La audiencia previa ha quedado señalada para el 6 de marzo de 2017. Se ha fijado la celebración del juicio para los días 9, 10, y 13 de abril de 2018.

- Mediante Sentencia de fecha 24 de octubre de 2016 el Tribunal Supremo (i) declaró inaplicable el régimen de financiación del Bono Social establecido en el artículo 45.4 de la Ley 24/2013 por resultar incompatible con la Directiva 2009/72/CE y (ii) reconoció el derecho de ENDESA, S.A. a recuperar las cantidades abonadas por dicho concepto. La Administración promovió incidente de nulidad de actuaciones contra dicha Sentencia y, posteriormente, presentó recurso de amparo ante el Tribunal Constitucional que ha sido admitido a trámite y está actualmente pendiente de resolución. A su vez, se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Orden ETU/929/2017, de 28 de septiembre, por la que, en ejecución de la referida Sentencia de 24 de octubre de 2016, se ordena la devolución, con cargo al sistema, de las cantidades abonadas en concepto de Bono Social para los ejercicios 2015 y 2016, más los intereses legales correspondientes.

Con fundamentos jurídicos similares a los utilizados en su Sentencia de 21 de octubre de 2016, mediante Sentencia de 4 de diciembre de 2017, el Tribunal Supremo estimó el recurso de casación interpuesto por ENDESA, S.A. (i) declarando la nulidad de la Orden IET/350/2014, de 7 de marzo, relativa a los porcentajes de financiación del Bono Social de 2014 y (ii) reconociendo el derecho de ENDESA, S.A. a ser indemnizada por dicho concepto. Frente a dicha Sentencia, la Administración ha promovido incidente de nulidad de actuaciones actualmente pendiente ante el Tribunal Supremo. A su vez, se ha publicado la Orden/ETU/1288/2017, de 22 de diciembre, por la que, en ejecución de la referida Sentencia de 21 de octubre de 2016, se ordena la devolución, con cargo al Sistema, de las cantidades abonadas en concepto de Bono Social durante el ejercicio 2014, más los intereses legales correspondientes (véanse Notas 4 y 26.3).

- En relación con la Ecotasa de Extremadura, se han recurrido las liquidaciones correspondientes al periodo 2006–2017 dictadas al amparo de la Ley de la Asamblea de Extremadura 8/2005, del Impuesto sobre Instalaciones que inciden en el Medio Ambiente de la Comunidad Autónoma de Extremadura. Se argumenta inconstitucionalidad y ausencia de uno de los elementos esenciales del impuesto. Respecto al primero de dichos vicios, el 16 de febrero de 2015 el Tribunal Constitucional, en un

litigio planteado por Gas Natural Fenosa, SDG, S.A. similar al de ENDESA Generación, S.A.U., declaró la inconstitucionalidad del tributo. Por Sentencia de fecha 11 de junio de 2015, el Tribunal Supremo estimó el recurso presentado por el ejercicio 2006. En fecha 29 de enero de 2016 se ha notificado Sentencia favorable del Tribunal Superior de Justicia de Extremadura por el año 2007, siendo ya firme la misma. El 23 de junio de 2016 se ha recibido notificación de Sentencia favorable del Tribunal Superior de Justicia de Extremadura por el año 2008, la cual ha adquirido firmeza. El 23 de diciembre de 2016 se ha recibido notificación de la Sentencia relativa al año 2009 en la que el Tribunal Supremo desestima el recurso de casación interpuesto por la Junta de Extremadura, estimándose así las pretensiones de ENDESA Generación, S.A.U. de anular la liquidación de ese ejercicio. El 3 de noviembre de 2015 el Tribunal Supremo planteó una nueva cuestión de inconstitucionalidad en relación con la Ecotasa de Iberdrola, S.A. correspondiente al ejercicio 2012. El ingreso contable derivado de las Sentencias favorables de los ejercicios 2006 a 2008 se registró en ENDESA Generación, S.A.U. en 2015 y el relativo a 2009 se registró en 2016. Los derechos de cobro correspondientes a los ejercicios 2006 a 2009 se han cancelado por compensación contra el pago de los impuestos de los ejercicios 2016 y 2017. Un éxito en los procesos de 2010 a 2017 llevaría aparejado un ingreso de 249 millones de euros (217 millones de euros de impuesto y 32 millones de euros de intereses).

- Durante el ejercicio 2015, la Agencia Tributaria notificó acuerdo de inicio de las actuaciones inspectoras sobre ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) en relación con (i) el Impuesto sobre Sociedades (Individual y Grupo Fiscal) de los ejercicios 2010 a 2013, Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) (mayo de 2011 a diciembre de 2013), y retenciones del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRPF) a empleados, servicios profesionales, dividendos e intereses, rentas obtenidas por no residentes (desde mayo de 2011 a diciembre de 2013), así como sobre el tercer pago fraccionado del Grupo Fiscal correspondiente al ejercicio 2015. Igualmente, se comunicó un segundo acuerdo de inicio de actuaciones inspectoras en relación con la sociedad ENEL Unión Fenosa Renovables, S.A. (fusionada por ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) en el año 2011), en relación con el Impuesto sobre Sociedades del ejercicio 2011. En junio de 2017 se han recibido por parte de la Agencia Tributaria los acuerdos de liquidación sobre las actas del Impuesto

sobre Sociedades firmadas en disconformidad, confirmando dichos acuerdos las regularizaciones más significativas incoadas en las actas de disconformidad iniciales. El 20 de julio de 2017 se notificó a ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) inicio de expediente sancionador sobre el acta incoada del tercer pago fraccionado del año 2015 y se presentaron en agosto las pertinentes alegaciones a la Oficina Técnica. El 4 de enero de 2018 se notificó resolución del expediente sancionador confirmando la propuesta de sanción inicialmente liquidada.

Con fecha 6 de julio de 2017 ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) ha planteado las correspondientes reclamaciones económico-administrativas frente a aquellos acuerdos referentes al Impuesto sobre Sociedades, salvo la reclamación económica-administrativa relativa a la sanción incoada por el tercer pago fraccionado del año 2015, que se ha presentado con fecha 30 de enero de 2018. Se considera que los eventuales pasivos resultantes, en caso de materializarse, como resultado de los nuevos procedimientos administrativos que se iniciarán

frente a los citados acuerdos de liquidación no debieran afectar de manera significativa a los Estados Financieros Consolidados de ENDESA (véanse Notas 3n y 5.4).

Los Administradores de la Sociedad consideran que las provisiones registradas en el Estado de Situación Financiera Consolidado cubren adecuadamente los riesgos por los litigios, arbitrajes y demás operaciones descritas en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago o cobro si, en su caso, las hubiese.

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el importe de los pagos realizados por la resolución de litigios ha ascendido a 13 millones de euros y 49 millones de euros, respectivamente.

18. Deuda financiera

18.1. Deuda financiera no corriente y corriente

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición de los epígrafes de «Deuda Financiera no Corriente» y «Deuda Financiera Corriente» del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2017				Valor Razonable
		Valor Nominal	Valor Contable		Total	
			No Corriente	Corriente		
Obligaciones y otros Valores Negociables		916	35	889	924	924
Deudas con Entidades de Crédito		910	892	18	910	943
Otras Deudas Financieras ¹		3.546	3.475	71	3.546	4.080
Total Deuda Financiera sin Derivados		5.372	4.402	978	5.380	5.947
Derivados	19.3	113	12	—	12	12
Total	19	5.485	4.414	978	5.392	5.959

¹ Incluye arrendamientos financieros por importe de 452 millones de euros (no corriente) y 23 millones de euros (corriente) (véase Nota 9.1).

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2016				Valor Razonable
		Valor Nominal	Valor Contable		Total	
			No Corriente	Corriente		
Obligaciones y otros Valores Negociables		1.015	57	968	1.025	1.023
Deudas con Entidades de Crédito		717	650	68	718	747
Otras Deudas Financieras ¹		3.607	3.499	108	3.607	4.252
Total Deuda Financiera sin Derivados		5.339	4.206	1.144	5.350	6.022
Derivados	19.3	127	17	—	17	17
Total	19	5.466	4.223	1.144	5.367	6.039

¹ Incluye arrendamientos financieros por importe de 474 millones de euros (no corriente) y 23 millones de euros (corriente) (véase Nota 9.1).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el desglose de los epígrafes de deuda financiera sin derivados por vencimientos es el siguiente:

Millones de Euros

	Vencimiento	Valor Contable 31 de diciembre de 2017	Vencimientos					Valor Nominal
			2019	2020	2021	2022	Siguientes	
Obligaciones y otros Valores Negociables								
Tipo Fijo	2031	19	19	—	—	—	19	12
Tipo Variable	2019	905	889	16	—	—	—	904
Total		924	889	35	16	—	19	916
Deudas con Entidades de Crédito								
Tipo Fijo	2046	—	—	—	—	—	—	—
Tipo Variable	2029	910	892	65	83	95	96	910
Total		910	892	65	83	95	96	910
Otras Deudas Financieras								
Tipo Fijo	2036	3.494	3.461	23	24	24	24	3.494
Tipo Variable	2029	52	38	14	—	12	1	52
Total		3.546	3.475	23	24	36	25	3.546
Total		5.380	4.402	104	107	131	121	5.372

Millones de Euros

	Vencimiento	Valor Contable 31 de diciembre de 2016	Vencimientos					Valor Nominal
			2018	2019	2020	2021	Siguientes	
Obligaciones y otros Valores Negociables								
Tipo Fijo	2031	40	—	—	—	—	—	40
Tipo Variable	2019	985	988	17	—	—	—	983
Total		1.025	968	57	17	—	40	1.015
Deudas con Entidades de Crédito								
Tipo Fijo	2046	21	—	21	—	—	—	21
Tipo Variable	2029	697	68	629	62	62	62	696
Total		718	68	650	62	62	62	717
Otras Deudas Financieras								
Tipo Fijo	2036	3.551	3.485	23	23	24	24	3.551
Tipo Variable	2029	56	42	14	—	2	6	56
Total		3.607	3.499	25	23	26	30	3.607
Total		5.350	4.206	1.144	102	88	92	5.338

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el desglose de la deuda financiera bruta antes de derivados, por monedas, y el efecto sobre la misma por las coberturas de tipo de cambio, es el siguiente:

Millones de Euros

31 de diciembre de 2017								
	Estructura Inicial de la Deuda			Efectos de la Cobertura de la Deuda	Estructura de la Deuda Posterior a la Cobertura		Tipo de Interés	
	Coste Amortizado	Valor Nominal	% Sobre Total		Coste Amortizado	% Sobre Total	Tipo de Interés Medio	Tipo de Interés Efectivo
Euro	5.380	5.372	100,00%	—	5.380	100,00%	2,10%	2,10%
Otras	—	—	0,00%	—	—	0,00%	—	—
Total	5.380	5.372	100,00%	—	5.380	100,00%	2,10%	2,10%

Millones de Euros

31 de diciembre de 2016								
	Estructura Inicial de la Deuda			Efectos de la Cobertura de la Deuda	Estructura de la Deuda Posterior a la Cobertura		Tipo de Interés	
	Coste Amortizado	Valor Nominal	% Sobre Total		Coste Amortizado	% Sobre Total	Tipo de Interés Medio	Tipo de Interés Efectivo
Euro	5.350	5.339	100,00%	—	5.350	100,00%	2,50%	2,50%
Otras	—	—	0,00%	—	—	0,00%	—	—
Total	5.350	5.339	100,00%	—	5.350	100,00%	2,50%	2,50%

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el movimiento del valor nominal de la deuda financiera no corriente, sin derivados, es el siguiente:

Millones de Euros

	Valor Nominal a 31 de diciembre de 2016	Pagos y Amortizaciones (Nota 33.3)	Variaciones en el Perímetro de Consolidación (Nota 5)	Nueva Financiación (Nota 33.3)	Trasposos	Valor Nominal a 31 de diciembre de 2017
Obligaciones y otros Valores Negociables	47	(20)	—	—	—	27
Deudas con Entidades de Crédito	649	(46)	—	306	(17)	892
Otras Deudas Financieras	3.499	(8)	(2)	9	(23)	3.475
Total	4.195	(74)	(2)	315	(40)	4.394

Millones de Euros

	Valor Nominal a 31 de diciembre de 2015	Pagos y Amortizaciones (Nota 33.3)	Variaciones en el Perímetro de Consolidación (Nota 5)	Nueva Financiación (Nota 33.3)	Trasposos	Valor Nominal a 31 de diciembre de 2016
Obligaciones y otros Valores Negociables	215	—	—	—	(168)	47
Deudas con Entidades de Crédito	676	(114)	115	96	(124)	649
Otras Deudas Financieras	3.778	(4)	5	13	(293)	3.499
Total	4.669	(118)	120	109	(585)	4.195

El tipo de interés medio de la deuda financiera bruta en el ejercicio 2017 ha sido del 2,1% (2,5% en el ejercicio 2016).

18.2. Otros aspectos

18.2.1. Liquidez

A 31 de diciembre de 2017 la liquidez de ENDESA asciende a 3.495 millones de euros (3.620 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) y presenta el siguiente detalle:

Millones de Euros	Liquidez	
	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	399	418
Disponible Incondicional en Líneas de Crédito ¹	3.096	3.202
Total	3.495	3.620
Cobertura Vencimientos Deuda (meses) ²	29	17

¹ A 31 de diciembre de 2017 y 2016, 1.000 millones de euros corresponden a la línea de crédito comprometida e irrevocable disponible con ENEL Finance International N.V. de los que no hay importe dispuesto alguno a dichas fechas
² Cobertura Vencimientos Deuda (nº de meses) = Periodo de vencimientos (nº de meses) de la deuda vegetativa que se podría cubrir con la liquidez disponible.

Las líneas de crédito no dispuestas garantizan la refinanciación de la deuda a corto plazo que se presenta en el epígrafe de «Deuda Financiera no Corriente» del Estado de Situación Financiera Consolidado (véanse Notas 3m y 20.4), cuyo importe asciende a 17 millones de euros a 31 de diciembre de 2017 y 2016.

El importe de estas líneas, junto con el activo corriente, cubre suficientemente las obligaciones de pago de ENDESA a corto plazo.

18.2.2. Principales operaciones financieras

Durante el ejercicio 2017 las principales operaciones financieras realizadas han sido las siguientes:

→ En el marco de la operación financiera ENDESA Network Modernisation suscrita con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) en el ejercicio 2014, con fecha 18 de enero

de 2017 y 20 de febrero de 2017 se han dispuesto los Tramos B y C por importe de 150 millones de euros cada uno, completando la disposición de la operación por un importe total de 600 millones de euros. Ambas disposiciones son a tipo variable, con vencimiento a 12 años amortizables a partir de 2021 (véase Nota 33.3).

→ En el ejercicio 2017 ENDESA S.A. ha firmado con diferentes entidades financieras la extensión a 3 años, con posibilidad de ampliación a 5 años, de la mayor parte de sus líneas de crédito por un importe de 1.985 millones de euros.

→ Con fecha 30 de junio de 2017 ENDESA, S.A. ha firmado la renegociación de las condiciones de la línea de crédito intercompañía comprometida e irrevocable suscrita con ENEL Finance International N.V. por importe de 1.000 millones de euros, extendiendo su vencimiento hasta el 30 de junio de 2020 y reduciendo el margen y la comisión de no disposición aplicable situándose en 55 puntos básicos y 18 puntos básicos, respectivamente. A 31 de diciembre de 2017 dicha línea de crédito comprometida no estaba dispuesta (véase Nota 35.1.2).

→ Con fecha 21 de diciembre de 2017 ENDESA, S.A. ha suscrito una financiación, pendiente de desembolso en la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) por importe de 500 millones de euros, con un vencimiento a 12 años y 3 años de carencia.

→ Con fecha 28 de diciembre de 2017 ENDESA, S.A. ha renovado la línea de crédito intercompañía no comprometida, suscrita con ENEL Finance International N.V. por importe de 1.500 millones de euros, extendiendo su vencimiento hasta el 28 de diciembre de 2018 y manteniendo el resto de condiciones inalteradas. A 31 de diciembre de 2017 dicha línea de crédito no comprometida no estaba dispuesta (véase Nota 35.1.2).

→ ENDESA ha mantenido el programa de emisiones de Euro Commercial Paper (ECP) a través de International ENDESA B.V. siendo el saldo vivo a 31 de diciembre de 2017 igual a 889 millones de euros cuya renovación está respaldada por líneas de liquidez contratadas (véase Nota 18.2.1).

18.2.3. Estipulaciones financieras

La deuda financiera de determinadas sociedades de ENDESA contiene las estipulaciones financieras («covenants») habituales en contratos de esta naturaleza.

A 31 de diciembre de 2017 ni ENDESA, S.A. ni ninguna de sus filiales se encuentra en situación de incumplimiento de sus obligaciones financieras o de cualquier tipo de obligación que pudiera dar lugar a una situación de vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

Los Administradores de ENDESA consideran que la existencia de estas cláusulas no modificará la clasificación de la deuda entre corriente y no corriente que recoge el Estado de Situación Financiera Consolidado a 31 de diciembre de 2017.

Estipulaciones financieras

ENDESA, S.A. e International ENDESA B.V., que centralizan la práctica totalidad de la financiación de la actividad de ENDESA no tienen en sus contratos de financiación estipulaciones con ratios financieros que pudieran dar lugar a un incumplimiento que provoque un vencimiento anticipado de éstos.

Por otra parte, las emisiones de bonos realizadas por International ENDESA B.V. bajo sus programas de Global Medium Term Notes y la financiación bancaria formalizada por ENDESA, S.A. presentan las siguientes cláusulas:

- Cláusulas de limitación al otorgamiento de garantías (*negative pledge*) donde ni los emisores ni ENDESA, S.A. pueden emitir hipotecas, gravámenes u otras cargas sobre sus activos para asegurar cierto tipo de obligaciones, a menos que garantías similares sean emitidas sobre los bonos en cuestión.
- Cláusulas de *pari passu*, bajo las que los bonos y garantías están, al menos, al mismo nivel de prelación que otros bonos no garantizados ni subordinados presentes y futuros emitidos por ENDESA, S.A. como garante o por los emisores.

En el caso de las emisiones de bonos vivas realizadas por International ENDESA B.V. bajo sus programas de Global

Medium Term Notes (27 millones de euros vivos a 31 de diciembre de 2017) éstas contienen:

- Cláusulas de incumplimiento cruzado (*cross-default*) bajo las que dicha deuda deberá ser prepagada en el caso de incumplimiento en los pagos (por encima de cierto importe) sobre ciertas obligaciones de ENDESA, S.A. o de los emisores.

Cláusulas relacionadas con la calificación crediticia

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, ENDESA, S.A. tiene contratadas operaciones financieras con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) con un importe desembolsado de 600 millones de euros y 300 millones de euros, respectivamente, que podrían requerir de garantías adicionales o de su renegociación en supuestos de reducción de la calificación crediticia por debajo de determinados niveles (véase Nota 18.2.2).

Cláusulas relacionadas con el cambio de control

A 31 de diciembre de 2017 ENDESA, S.A. tiene préstamos u otros acuerdos financieros con entidades financieras y con ENEL Finance International N.V. por un importe equivalente a 5.738 millones de euros, con una deuda viva de 3.738 millones de euros, que podrían ser susceptibles de amortización anticipada si se produce un cambio de control en ENDESA, S.A. (5.250 millones de euros a 31 de diciembre de 2016, con una deuda viva de 3.450 millones de euros).

Cláusulas relativas a la cesión de activos.

Parte de la deuda de ENDESA S.A. incluye restricciones si se supera un porcentaje determinado sobre los activos consolidados de ENDESA, porcentaje que varía para las operaciones afectadas entre el 7% y el 10%.

Por encima de dichos porcentajes las restricciones sólo aplicarían, con carácter general, si no se recibe contraprestación equivalente o si la solvencia de ENDESA, S.A. se ve afectada negativa y significativamente.

A 31 de diciembre de 2017, el importe de deuda afectado por estas cláusulas es de 738 millones de euros (495 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

Financiación de proyecto

A 31 de diciembre de 2017 determinadas filiales de renovables de ENDESA financiadas a través de «project finance» mantienen deuda financiera por importe de 159 millones de euros que incluye las siguientes cláusulas (178 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) (véanse Notas 6.1, 15.1.12 y 36.1):

- Estas deudas, así como derivados asociados a las mismas con valor de mercado neto negativo de 12 millones de euros, podrían ser susceptibles de amortización anticipada si se produce un cambio de control de ENDESA (17 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).
- Prendas de acciones dadas en garantía del cumplimiento de las obligaciones marcadas por contrato a favor de las entidades financieras acreedoras por el importe de la deuda financiera viva (véanse Notas 6.1 y 36.1).
- Restricciones de ventas de activos consistentes en la obtención de autorización de la mayoría de los prestamistas, y en algunos casos, destinar el importe de la venta a la amortización de su deuda.

→ Restricciones en las distribuciones de resultados a los accionistas, sujetas al cumplimiento de determinadas condiciones.

→ La obligación de dotar una cuenta de reserva del servicio de la deuda (véase Nota 14).

Cláusulas relativas a cumplimiento de ratios

A 31 de diciembre de 2017 determinadas filiales de renovables de ENDESA están obligadas al cumplimiento de determinados Ratios de Cobertura Anual del Servicio de la Deuda (RCASD). Respecto a los mismos, a 31 de diciembre de 2017, cumplen con el mínimo exigido en los contratos de financiación.

18.2.4. Otras consideraciones

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, el importe estimado de los intereses de la deuda financiera bruta, considerando los tipos de interés vigentes en esas fechas hasta el vencimiento, es el siguiente:

Millones de Euros

Instrumento	Total	Deuda Financiera Bruta a 31 de diciembre de 2017					
		2018	2019	2020	2021	2022	Siguientes
Obligaciones y otros Valores Negociables	10	1	1	1	1	1	5
Deudas con Entidades de Crédito	260	26	26	24	22	20	142
Otra Deuda Financiera	653	94	93	93	93	93	187
Total	923	121	120	118	116	114	334

Millones de Euros

Instrumento	Total	Deuda Financiera Bruta a 31 de diciembre de 2016					
		2017	2018	2019	2020	2021	Siguientes
Obligaciones y otros Valores Negociables	19	2	3	3	2	2	7
Deudas con Entidades de Crédito	322	29	27	26	26	24	190
Otra Deuda Financiera	748	95	94	94	93	93	279
Total	1.089	126	124	123	121	119	476

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 no existen emisiones convertibles en acciones de la Sociedad, ni que otorguen privilegios o derechos que puedan, ante alguna contingencia, hacerlas convertibles en acciones.

19. Instrumentos financieros

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la clasificación de los instrumentos financieros del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Instrumentos Financieros de Activo					
Activos Financieros no Corrientes		769	764	712 ¹	363
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	13	—	2.791	—	2.951
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	14	—	399	—	418
Total	19.1	769	3.954	712	3.732
Instrumentos Financieros de Pasivo					
Deuda Financiera no Corriente	18	4.414	978	4.223	1.144
Otros Pasivos no Corrientes	21	646	—	601	—
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	23	—	5.411	—	4.960
Total	19.2	5.060	6.389	4.824	6.104

¹ Véase Nota 5.4.

19.1. Clasificación de instrumentos financieros de activo no corrientes y corrientes

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la clasificación de los instrumentos financieros de activo del Estado de Situación Financiera Consolidado por categoría es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Préstamos y Partidas a Cobrar	19.1.1	755	3.954	695 ¹	3.730
Activos Financieros Disponibles para la Venta	19.1.2	6	—	8	—
Derivados de Cobertura	19.3	8	—	9	2
Total		769	3.954	712	3.732

¹ Véase Nota 5.4.

Durante los ejercicios 2017 y 2016 los movimientos producidos de los instrumentos financieros de activo no corrientes han sido los siguientes:

Millones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2016 ¹	Entradas o Dotaciones	Salidas, Bajas o Reducciones	Corrección de Valor contra Patrimonio Neto ²	Trasposos y otros	Cambios en el Perímetro de Consolidación (Nota 5)	Saldo a 31 de diciembre de 2017
Préstamos y Partidas a Cobrar	697	168	(35)	23	(97)	1	757
Activos Financieros Disponibles para la Venta	31	—	(23)	—	(1)	—	7
Derivados	9	—	—	—	(1)	—	8
Corrección de Valor por Deterioro	(25)	—	22	—	—	—	(3)
Total	712	168	(36)	23	(99)	1	769

¹ Véase Nota 5.4.

² Registrado en el epígrafe «Patrimonio Neto: Otro Resultado Global» o «Patrimonio Neto: De los Intereses Minoritarios», según corresponda.

Millones de Euros

	Saldo a 31 de diciembre de 2015	Entradas o Dotaciones	Salidas, Bajas o Reducciones	Corrección de Valor contra Patrimonio Neto ¹	Trasposos y otros	Cambios en el Perímetro de Consolidación (Nota 5)	Saldo a 31 de diciembre de 2016 ²
Préstamos y Partidas a Cobrar	613	141	(64)	(1)	(40)	48	697
Activos Financieros Disponibles para la Venta	30	—	—	—	—	1	31
Derivados	11	—	(1)	—	(1)	—	9
Corrección de Valor por Deterioro	(25)	—	—	—	—	—	(25)
Total	629	141	(65)	(1)	(41)	49	712

¹ Registrado en el epígrafe «Patrimonio Neto: Otro Resultado Global» o «Patrimonio Neto: De los Intereses Minoritarios», según corresponda.

² Véase Nota 5.4.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el desglose de los instrumentos financieros de activo no corrientes por vencimientos es el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016 ¹
Entre más de Uno y Tres Años	169	92
Entre Tres y Cinco Años	10	11
Más de Cinco Años	590	609
Total	769	712

¹ Véase Nota 5.4.

19.1.1. Préstamos y partidas a cobrar

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de los préstamos y partidas a cobrar por naturaleza es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	14	—	399	—	418
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y otros Deudores	13	—	2.631	—	2.718
Derivados no Financieros	13 y 19.3	31	160	31	233
Activos Financieros		724	764	664	361
Financiación del Déficit de Ingresos de las Actividades Reguladas en España y otras Retribuciones Reguladas	4	—	222	—	258
Compensaciones por Sobrecostes de la Generación en los Territorios No Peninsulares (TNP)	4	—	304	—	—
Fianzas y Depósitos		424	—	424	—
Créditos al Personal		22	11	22	9
Créditos a Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y Sociedades de Operación Conjunta	35.2	66	5	67	5
Retribución de la Actividad de Distribución	4	106	70	38	32
Incentivos a la Inversión de Energías Renovables	4	3	1	15	—
Otros Activos Financieros		103	151	98	57
Total		755	3.954	695¹	3.730

¹ Véase Nota 5.4.

Financiación del déficit de ingresos de las actividades reguladas

Con fecha 13 de diciembre de 2014 se publicó en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre, por el que se regulaba el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del Sistema Eléctrico del año 2013 y se desarrollaba la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos anteriores (véase Nota 4).

A 31 de diciembre de 2017, el importe registrado por el derecho de cobro asociado con el déficit por desajustes temporales es de 222 millones de euros en el epígrafe «Activos Financieros Corrientes» del Estado de Situación Financiera (258 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

La financiación del déficit de ingresos de las actividades reguladas en España no ha devengado interés alguno durante los ejercicios 2017 y 2016 dado que la totalidad del importe pendiente de cobro durante ambos ejercicios ha correspondido a desviaciones transitorias.

Compensaciones por sobrecostes de la generación en Territorios No Peninsulares (TNP)

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, en aplicación de la normativa descrita en la Nota 4, los importes registrados ascienden a 304 millones de euros y 296 millones de euros registrados en el epígrafe «Activos Financieros Corrientes» y «Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes» (véase Nota 23), respectivamente.

Fianzas y depósitos

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, el epígrafe de «Fianzas y Depósitos» incluye, fundamentalmente, las fianzas y los depósitos recibidos de los clientes en España en la fecha de contratación como garantía del suministro eléctrico y que están, a su vez, registrados en el epígrafe «Otros Pasivos no Corrientes» del Estado de Situación Financiera Consolidado ya que fueron depositados en las Administraciones Públicas competentes de acuerdo con la normativa vigente en España (véase Nota 21).

Millones de Euros

Notas	Saldo a 31 de diciembre de 2017	Vencimiento Corriente 2018	Vencimiento no Corriente					Total
			2019	2020	2021	2022	Siguientes	
En Euros	71	5	2	3	1	1	59	66
En Moneda Extranjera	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	35.2	71	5	2	3	1	1	66

Millones de Euros

Notas	Saldo a 31 de diciembre de 2016	Vencimiento Corriente 2017	Vencimiento no Corriente					Total
			2018	2019	2020	2021	Siguientes	
En Euros	72	5	—	—	1	—	66	67
En Moneda Extranjera	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	35.2	72	—	—	1	—	66	67

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el tipo de interés medio de estos créditos ha sido el 3,38% y el 3,45%, respectivamente.

Retribución a la actividad de distribución

A 31 de diciembre de 2017, en aplicación de la normativa descrita en la Nota 4, los importes registrados ascienden a 106 millones de euros y 70 millones de euros registrados en el epígrafe «Activos Financieros no Corrientes» y «Activos Financieros Corrientes», respectivamente (38 millones de euros y 32 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2016).

Incentivos a la inversión en energías renovables

A 31 de diciembre de 2017, en aplicación de la normativa descrita en la Nota 4, los importes registrados ascienden a 3 millones de euros y 1 millón de euros registrados en

Créditos a Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 los créditos concedidos a Sociedades Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta, corrientes y no corrientes, y sus vencimientos son los siguientes:

el epígrafe «Activos Financieros no Corrientes» y «Activos Financieros Corrientes», respectivamente (15 millones de euros y 0 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2016).

19.1.2. Activos disponibles para la venta

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 los activos disponibles para la venta corresponden a participaciones en otras empresas por importe de 6 millones de euros y 8 millones de euros, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2017 existen correcciones valorativas sobre las inversiones disponibles para la venta por importe de 1 millón de euros (22 millones de euros a 31 de diciembre de 2016). El valor individual de las inversiones registradas en este epígrafe no resulta significativo.

19.1.3. Compromisos de inversiones financieras

A 31 de diciembre de 2017 ENDESA no tiene suscritos acuerdos que incluyan compromisos de realizar inversiones de carácter financiero por importe significativo.

19.2. Clasificación de instrumentos financieros de pasivo no corrientes y corrientes

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la clasificación de los instrumentos financieros de pasivo del Estado de Situación Financiera Consolidado por categoría es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Débitos y Partidas a Pagar	19.2.1	5.013	6.389	4.729	6.104
Pasivos Financieros Mantenidos para Negociar		12	—	17	—
Otros Pasivos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Pérdidas y Ganancias ¹		35	—	78	—
Total		5.060	6.389	4.824	6.104

¹ Corresponde en su totalidad a pasivos financieros que, desde el inicio de la operación, son subyacentes de una cobertura de valor razonable.

19.2.1. Débitos y partidas a pagar

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de los débitos y partidas a pagar por naturaleza es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
		No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Obligaciones y otros Valores Negociables	18	—	889	—	968
Deudas con Entidades de Crédito	18	892	18	629	68
Otras Deudas Financieras	18	3.475	71	3.499	108
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	23	—	5.283	—	4.848
Otros Pasivos	21	612	—	589	—
Derivados no Financieros	19.3, 21 y 23	34	128	12	112
Total		5.013	6.389	4.729	6.104

19.3. Instrumentos financieros derivados

ENDESA, siguiendo la política de gestión de riesgos descrita en la Nota 20, realiza contrataciones de derivados principalmente de tipo de interés, de tipo de cambio y de cobertura de operaciones físicas.

ENDESA no presenta de forma separada información sobre derivados implícitos, ya que las características y riesgos económicos inherentes a estos derivados están relacionados estrechamente con los contratos principales.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de la composición de los saldos que recogen la valoración de los instrumentos financieros derivados a dichas fechas es el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2017			
	Activo		Pasivo	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Derivados de Deuda	8	—	12	—
Cobertura de Tipo de Interés	8	—	—	—
Cobertura de Valor Razonable	8	—	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	—	—	12	—
Derivados por Operaciones Físicas	31	160	34	127
Cobertura de Tipo de Cambio	—	1	9	25
Cobertura de Flujos de Caja	—	1	9	25
Cobertura de Precio	23	96	21	50
Cobertura de Flujos de Caja	23	96	21	50
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	8	63	4	52
Otros Derivados	—	—	—	1
Total	39	160	46	128

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2016			
	Activo		Pasivo	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Derivados de Deuda	9	2	17	—
Cobertura de Tipo de Interés	9	2	—	—
Cobertura de Valor Razonable	9	2	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	—	—	17	—
Derivados por Operaciones Físicas	31	232	12	112
Cobertura de Tipo de Cambio	—	7	—	—
Cobertura de Flujos de Caja	—	7	—	—
Cobertura de Precio	—	69	—	—
Cobertura de Flujos de Caja	—	69	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	31	156	12	112
Otros Derivados	—	1	—	—
Total	40	235	29	112

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el desglose de los derivados contratados, su valor razonable y vencimiento, es el siguiente:

Millones de Euros

Derivados	31 de diciembre de 2017							
	Valor Razonable	2018	2019	2020	2021	2022	Siguientes	Valor Nocial Total
DERIVADOS FINANCIEROS	(4)	—	15	77	—	36	12	140
Cobertura de Tipo de Interés	8	—	15	—	—	—	12	27
Cobertura de Valor Razonable	8	—	15	—	—	—	12	27
Permutas Financieras	8	—	15	—	—	—	12	27
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	(12)	—	—	77	—	36	—	113
Permutas Financieras	(12)	—	—	77	—	36	—	113
DERIVADOS FÍSICOS	29	3.145	1.246	149	1	—	—	4.541
De Tipo de Cambio	(37)	1.105	510	84	1	—	—	1.700
De Cobertura	(34)	793	468	83	1	—	—	1.345
Futuros	(34)	793	468	83	1	—	—	1.345
No Cobertura	(3)	312	42	1	—	—	—	355
Futuros	(3)	312	42	1	—	—	—	355
De Precio	66	2.040	736	65	—	—	—	2.841
De Cobertura	48	1.137	626	62	—	—	—	1.825
Permutas Financieras	48	1.137	626	62	—	—	—	1.825
No Cobertura de Combustibles	17	448	62	3	—	—	—	513
Permutas Financieras	14	374	62	3	—	—	—	439
Otros	3	74	—	—	—	—	—	74
No Cobertura de Electricidad	1	455	48	—	—	—	—	503
Permutas Financieras	1	441	48	—	—	—	—	489
Otros	—	14	—	—	—	—	—	14
Total	25	3.145	1.261	226	1	36	12	4.681

Millones de Euros

Derivados	31 de diciembre de 2016							
	Valor Razonable	2017	2018	2019	2020	2021	Siguientes	Valor Nocial Total
DERIVADOS FINANCIEROS	(6)	48	—	15	83	—	49	195
Cobertura de Tipo de Interés	11	41	—	15	—	—	12	68
Cobertura de Valor Razonable	11	41	—	15	—	—	12	68
Permutas Financieras	11	41	—	15	—	—	12	68
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	(17)	7	—	—	83	—	37	127
Permutas Financieras	(17)	7	—	—	83	—	37	127
DERIVADOS FÍSICOS	140	2.618	379	73	1	—	—	3.071
De Tipo de Cambio	27	516	104	18	—	—	—	638
De Cobertura	8	266	5	—	—	—	—	271
Futuros	8	266	5	—	—	—	—	271
No Cobertura	19	250	99	18	—	—	—	367
Futuros	19	250	99	18	—	—	—	367
De Precio	113	2.102	275	55	1	—	—	2.433
De Cobertura	69	139	—	—	—	—	—	139
Permutas Financieras	69	139	—	—	—	—	—	139
No Cobertura de Combustibles	81	1.161	216	40	1	—	—	1.418
Permutas Financieras	63	897	208	40	1	—	—	1.146
Otros	18	264	8	—	—	—	—	272
No Cobertura de Electricidad	(37)	802	59	15	—	—	—	876
Permutas Financieras	(37)	801	43	15	—	—	—	859
Otros	—	1	16	—	—	—	—	17
Total	134	2.666	379	88	84	—	49	3.266

El importe nacional contractual de los contratos formalizados no supone el riesgo asumido por ENDESA ya que este importe únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

Durante los ejercicios 2017 y 2016, en las coberturas de valor razonable el importe registrado en el Estado del Resultado Consolidado del derivado y del elemento cubierto ha sido el siguiente:

Millones de Euros

	2017		2016	
	Ingresos	Gastos	Ingresos	Gastos
Elementos Cubiertos	3	—	1	—
Derivados ¹	—	2	—	1
Total	3	2	1	1

¹ Sin liquidaciones.

Durante los ejercicios 2017 y 2016 en relación con las coberturas de flujos de efectivo, no se ha registrado importe alguno en el Estado del Resultado Consolidado por la parte ineficaz de la cobertura.

Durante los ejercicios 2017 y 2016 no se produjeron interrupciones de derivados designados inicialmente como coberturas de flujos de efectivo.

19.4. Pérdidas y ganancias netas por categorías de activos y pasivos financieros no corrientes y corrientes

19.4.1. Pérdidas y ganancias netas por categorías de activos financieros

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el importe de las pérdidas y ganancias netas por categorías de activos financieros es el siguiente:

Millones de Euros

	2017						Total
	Activos Financieros Mantenidos para Negociar	Otros Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Pérdidas y Ganancias	Activos Financieros disponibles para la Venta	Préstamos y Partidas a Cobrar	Inversiones Mantenidas hasta el Vencimiento	Derivados de Cobertura	
(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	5	3	—	(273) ¹	—	109	(156)
(Pérdidas) / Ganancias en Otro Resultado Global Consolidado	—	—	—	—	—	(51)	(51)
Total	5	3	—	(273)	—	58	(207)

¹ Incluye pérdidas netas por deterioro de cuentas por cobrar por importe de 182 millones de euros (véanse Notas 13, 29 y 34.2).

Millones de Euros

	2016						Total
	Activos Financieros Mantenidos para Negociar	Otros Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Pérdidas y Ganancias	Activos Financieros disponibles para la Venta	Préstamos y Partidas a Cobrar	Inversiones Mantenidas hasta el Vencimiento	Derivados de Cobertura	
(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	4	1	—	(135) ¹	—	25	(105)
(Pérdidas) / Ganancias en Otro Resultado Global Consolidado	—	—	—	—	—	104	104
Total	4	1	—	(135)	—	129	(1)

¹ Incluye pérdidas netas por deterioro de cuentas por cobrar por importe de 104 millones de euros (véanse Notas 13, 29 y 34.2).

19.4.2. Pérdidas y ganancias netas por categorías de pasivos financieros

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el importe de las pérdidas y ganancias netas por categorías de pasivos financieros es el siguiente:

Millones de Euros

	2017				Total
	Pasivos Financieros Mantenidos para Negociar	Otros Pasivos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Pérdidas y Ganancias	Débitos y Partidas a Pagar	Derivados de Cobertura	
(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	2	—	(96) ¹	(8)	(102)
(Pérdidas) / Ganancias en Otro Resultado Global Consolidado	—	—	—	—	—
Total	2	—	(96)	(8)	(102)

¹ Incluye gastos financieros por deuda por importe de 133 millones de euros (véase Nota 30).

Millones de Euros

	2016				Total
	Pasivos Financieros Mantenidos para Negociar	Otros Pasivos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Pérdidas y Ganancias	Débitos y Partidas a Pagar	Derivados de Cobertura	
(Pérdidas) / Ganancias en el Estado del Resultado Consolidado	—	—	1 ¹	(3)	(2)
(Pérdidas) / Ganancias en Otro Resultado Global Consolidado	—	—	—	—	—
Total	—	—	1	(3)	(2)

¹ Incluye gastos financieros por deuda por importe de 133 millones de euros (véase Nota 30).

19.5. Compensación de activos y pasivos financieros no corrientes y corrientes

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de los activos y pasivos financieros no corrientes y corrientes objeto de compensación es el siguiente:

Millones de Euros

	Nota	Importe Bruto de Activos Financieros	Importe Objeto de Compensación	31 de diciembre de 2017			Importe Neto
				Importes Netos de Activos Financieros Presentados en los Estados Financieros	Importes bajo Acuerdos de Compensación no Compensados	Instrumento Financiero	
Activos Financieros no Corrientes	19.1	769	—	769	(27)	—	742
Derivados	19.3	31	—	31	(27)	—	4
Total Activo no Corriente		769	—	769	(27)	—	742
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar ¹	13	2.791	—	2.791	(217)	—	2.574
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios		2.732	—	2.732	(141)	—	2.591
Derivados no Financieros	19.3	160	—	160	(76)	—	84
Activos Financieros Corrientes	19.1	764	—	764	—	(7)	757
Otros Activos Financieros		151	—	151	—	(7)	144
Total Activo Corriente		3.555	—	3.555	(217)	(7)	3.331

¹ No incluye los Saldos con las Administraciones Públicas.

Millones de Euros

	Nota	Importe Bruto de Activos Financieros	Importe Objeto de Compensación	31 de diciembre de 2016			Importe Neto
				Importes Netos de Activos Financieros Presentados en los Estados Financieros	Importes bajo Acuerdos de Compensación no Compensados	Instrumento Financiero	
Activos Financieros no Corrientes ¹	19.1	712	—	712	(18)	—	694
Derivados	19.3	31	—	31	(18)	—	13
Total Activo no Corriente		712	—	712	(18)	—	694
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar ²	13	2.951	—	2.951	(219)	—	2.732
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios		2.684	—	2.684	(119)	—	2.565
Derivados no Financieros	19.3	233	—	233	(100)	—	133
Activos Financieros Corrientes	19.1	363	—	363	—	(16)	347
Otros Activos Financieros		57	—	57	—	(16)	41
Total Activo Corriente		3.314	—	3.314	(219)	(16)	3.079

¹ Véase Nota 5.4.

² No incluye los Saldos con las Administraciones Públicas.

31 de diciembre de 2017							
	Nota	Importe Bruto de Pasivos Financieros	Importe Objeto de Compensación	Importes Netos de Pasivos Financieros Presentados en los Estados Financieros	Importes bajo Acuerdos de Compensación no Compensados		Importe Neto
					Instrumento Financiero	Garantías Financieras	
Deuda Financiera no Corriente	18.1	4.414	—	4.414	—	—	4.414
Otras Deudas Financieras		3.475	—	3.475	—	—	3.475
Otros Pasivos no Corrientes	21	646	—	646	(24)	—	622
Derivados no Corrientes	19.3	34	—	34	(24)	—	10
Total Pasivo no Corriente		5.060	—	5.060	(24)	—	5.036
Acreeedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes ¹	23	5.411	—	5.411	(218)	—	5.193
Proveedores y otros Acreeedores		4.071	—	4.071	(141)	—	3.930
Derivados no Financieros	19.3	128	—	128	(77)	—	51
Deuda Financiera Corriente	18.1	978	—	978	—	(8)	970
Total Pasivo Corriente		6.389	—	6.389	(218)	(8)	6.163

¹ No incluye los Saldos con las Administraciones Públicas.

31 de diciembre de 2016							
	Nota	Importe Bruto de Pasivos Financieros	Importe Objeto de Compensación	Importes Netos de Pasivos Financieros Presentados en los Estados Financieros	Importes bajo Acuerdos de Compensación no Compensados		Importe Neto
					Instrumento Financiero	Garantías Financieras	
Deuda Financiera no Corriente	18.1	4.223	—	4.223	—	—	4.223
Otras Deudas Financieras		3.499	—	3.499	—	—	3.499
Otros Pasivos no Corrientes	21	601	—	601	(11)	—	590
Derivados no Corrientes	19.3	12	—	12	(11)	—	1
Total Pasivo no Corriente		4.824	—	4.824	(11)	—	4.813
Acreeedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes ¹	23	4.960	—	4.960	(208)	—	4.752
Proveedores y otros Acreeedores		3.429	—	3.429	(119)	—	3.310
Derivados no Financieros	19.3	112	—	112	(89)	—	23
Deuda Financiera Corriente	18.1	1.144	—	1.144	—	(34)	1.110
Total Pasivo Corriente		6.104	—	6.104	(208)	(34)	5.862

¹ No incluye los Saldos con las Administraciones Públicas.

19.6. Medición a valor razonable

19.6.1. Medición a valor razonable de las categorías de activos financieros

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 los activos financieros no corrientes y corrientes valorados a valor razonable del Estado de Situación Financiera Consolidado por niveles de jerarquía de valor razonable es la siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2017			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Derivados de Deuda	8	—	8	—
Cobertura de Tipo de Interés	8	—	8	—
Cobertura de Valor Razonable	8	—	8	—
Derivados por Operaciones Físicas	31	3	28	—
Cobertura de Precio	23	—	23	—
Cobertura de Flujos de Caja	23	—	23	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	8	3	5	—
Total Activo no Corriente	39	3	36	—
Derivados de Deuda	—	—	—	—
Cobertura de Tipo de Interés	—	—	—	—
Cobertura de Valor Razonable	—	—	—	—
Derivados por Operaciones Físicas	160	21	139	—
Cobertura de Tipo de Cambio	1	—	1	—
Cobertura de Flujos de Caja	1	—	1	—
Cobertura de Precio	96	1	95	—
Cobertura de Flujos de Caja	96	1	95	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	63	20	43	—
Otros Derivados	—	—	—	—
Total Activo Corriente	160	21	139	—

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2016			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Derivados de Deuda	9	—	9	—
Cobertura de Tipo de Interés	9	—	9	—
Cobertura de Valor Razonable	9	—	9	—
Derivados por Operaciones Físicas	31	2	29	—
Cobertura de Precio	—	—	—	—
Cobertura de Flujos de Caja	—	—	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	31	2	29	—
Total Activo no Corriente	40	2	38	—
Derivados de Deuda	2	—	2	—
Cobertura de Tipo de Interés	2	—	2	—
Cobertura de Valor Razonable	2	—	2	—
Derivados por Operaciones Físicas	232	18	214	—
Cobertura de Tipo de Cambio	7	—	7	—
Cobertura de Flujos de Caja	7	—	7	—
Cobertura de Precio	69	—	69	—
Cobertura de Flujos de Caja	69	—	69	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	156	18	138	—
Otros Derivados	1	—	1	—
Total Activo Corriente	235	18	217	—

Durante los ejercicios 2017 y 2016 no se han producido tras-pasos de ninguno de los niveles de jerarquía de los activos financieros indicados anteriormente.

19.6.2. Medición a valor razonable de las categorías de activos no valorados a valor razonable

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, los activos no corrientes no valorados a valor razonable en el Estado de Situación Financiera Consolidado pero cuyo valor razonable se desglosa en las Notas de estas Cuentas Anuales Consolidadas por niveles en jerarquía de valor razonable son las siguientes:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2017			
		Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Inversiones Inmobiliarias	3b y 7.1	16	—	—	16

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2016			
		Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Inversiones Inmobiliarias	3b y 7.1	59	—	—	59

19.6.3. Medición a valor razonable de las categorías de pasivos financieros

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, los pasivos financieros no corrientes y corrientes valorados a valor razonable del Estado de Situación Financiera Consolidado por niveles en jerarquía de valor razonable es la siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2017			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Deudas con Entidades de Crédito	—	—	—	—
Obligaciones y otros Valores Negociables	35	—	35	—
Derivados de Deuda	12	—	12	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	12	—	12	—
Derivados por Operaciones Físicas	34	1	33	—
Cobertura de Tipo de Cambio	9	—	9	—
Cobertura de Flujos de Caja	9	—	9	—
Cobertura de Precio	21	—	21	—
Cobertura de Flujos de Caja	21	—	21	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	4	1	3	—
Total Pasivo no Corriente	81	1	80	—
Derivados de Deuda	—	—	—	—
Derivados por Operaciones Físicas	127	25	102	—
Cobertura de Tipo de Cambio	25	—	25	—
Cobertura de Flujos de Caja	25	—	25	—
Cobertura de Precio	50	10	40	—
Cobertura de Flujos de Caja	50	10	40	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	52	15	37	—
Otras Coberturas	1	—	1	—
Total Pasivo Corriente	128	25	103	—

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2016			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Deudas con Entidades de Crédito	21	—	21	—
Obligaciones y otros Valores Negociables	57	—	57	—
Derivados de Deuda	17	—	17	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	17	—	17	—
Derivados por Operaciones Físicas	12	—	12	—
Cobertura de Tipo de Cambio	—	—	—	—
Cobertura de Flujos de Caja	—	—	—	—
Cobertura de Precio	—	—	—	—
Cobertura de Flujos de Caja	—	—	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	12	—	12	—
Total Pasivo no Corriente	107	—	107	—
Derivados de Deuda	—	—	—	—
Derivados por Operaciones Físicas	112	36	76	—
Cobertura de Tipo de Cambio	—	—	—	—
Cobertura de Flujos de Caja	—	—	—	—
Cobertura de Precio	—	—	—	—
Cobertura de Flujos de Caja	—	—	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	112	36	76	—
Otras Coberturas	—	—	—	—
Total Pasivo Corriente	112	36	76	—

Durante los ejercicios 2017 y 2016 no se han producido tras-pasos de ninguno de los niveles de jerarquía de los pasivos financieros indicados anteriormente.

19.6.4. Medición a valor razonable de las categorías de pasivos financieros no valorados a valor razonable

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, los pasivos financieros no corrientes y corrientes no valorados a valor razonable en el Estado de Situación Financiera Consolidado pero cuyo valor razonable se desglosa en las Notas de estas Cuentas Anuales Consolidadas por niveles en jerarquía de valor razonable es la siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2017			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Deudas con Entidades de Crédito	920	—	920	—
Tipo Fijo	—	—	—	—
Tipo Variable	920	—	920	—
Otros Pasivos Financieros	3.915	—	3.915	—
Tipo Fijo	3.902	—	3.902	—
Tipo Variable	13	—	13	—
Total Pasivo no Corriente	4.835	—	4.835	—
Deudas con Entidades de Crédito	23	—	23	—
Tipo Fijo	—	—	—	—
Tipo Variable	23	—	23	—
Obligaciones y otros Valores Negociables	889	—	889	—
Tipo Fijo	—	—	—	—
Tipo Variable	889	—	889	—
Otros Pasivos Financieros	165	—	165	—
Tipo Fijo	127	—	127	—
Tipo Variable	38	—	38	—
Total Pasivo Corriente	1.077	—	1.077	—

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2016			
	Valor Razonable	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Deudas con Entidades de Crédito	665	—	665	—
Tipo Fijo	1	—	1	—
Tipo Variable	664	—	664	—
Otros Pasivos Financieros	4.050	—	4.050	—
Tipo Fijo	4.035	—	4.035	—
Tipo Variable	15	—	15	—
Total Pasivo no Corriente	4.715	—	4.715	—
Deudas con Entidades de Crédito	61	—	61	—
Tipo Fijo	—	—	—	—
Tipo Variable	61	—	61	—
Obligaciones y otros Valores Negociables	966	—	966	—
Tipo Fijo	—	—	—	—
Tipo Variable	966	—	966	—
Otros Pasivos Financieros	202	—	202	—
Tipo Fijo	160	—	160	—
Tipo Variable	42	—	42	—
Total Pasivo Corriente	1.229	—	1.229	—

20. Política de gestión y control de riesgos

La actividad de ENDESA, S.A. y sus Sociedades Dependientes se lleva a cabo en un entorno en el que existen factores exógenos que pueden influir en la evolución de sus operaciones y de sus resultados económicos, siendo por tanto necesario gestionar y controlar la exposición a los mismos.

La Política de Gestión y Control de Riesgos busca guiar y dirigir el conjunto de acciones estratégicas, organizativas y operativas que permitan al Consejo de Administración delimitar con precisión el nivel de riesgo aceptable, con el objeto de que los gestores de las distintas Líneas de Negocio puedan maximizar la rentabilidad de la Sociedad, la preservación o incremento de su patrimonio y fondos propios y la certidumbre en su consecución por encima de determinados niveles, evitando que eventos inciertos y futuros puedan influir negativamente en la consecución de los objetivos de rentabilidad fijados.

Los principios generales en la Política de Gestión y Control de Riesgos de ENDESA son los siguientes:

- El Consejo de Administración de ENDESA, S.A. es responsable de la determinación de la Política de Gestión y Control de Riesgos, incluidos los fiscales, de la supervisión de los sistemas internos de información y control y de la fijación del nivel de riesgo aceptable en cada momento.
- El Comité de Riesgos, bajo la supervisión directa del Comité de Auditoría y Cumplimiento (CAC), ejerce las funciones de gestión y control de riesgos.
- ENDESA se deberá dotar del sistema normativo y de todas las herramientas necesarias para poder desarrollar un proceso continuo de identificación, cuantificación e información de todos los riesgos relevantes que afecten a la Sociedad.
- La organización operativa de la gestión y control de riesgos se implementará a través de la existencia de las funciones de Gestión de Riesgos y de Control de Riesgos, siendo ambas funciones independientes.
- Los negocios, áreas corporativas y empresas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de ENDESA y, en cualquier caso, respetando los siguientes límites y preceptos:
 - > Adecuación de los niveles de riesgos a los objetivos fijados por el Consejo de Administración.
 - > Optimización de la gestión y control de riesgos desde la visión consolidada, dando prioridad a ésta frente a la gestión individual de cada uno de los riesgos.
 - > Evaluación continua de los mecanismos de cobertura, transferencia y mitigación para garantizar su idoneidad y la adopción de las mejores prácticas de mercado.
 - > Estudio continuo de las leyes, normativas y reglamentos vigentes, incluyendo los fiscales, para garantizar que las operaciones se realizan de acuerdo con las normas que regulan la actividad.
 - > Respeto y cumplimiento de la normativa interna, con especial enfoque al Gobierno Corporativo, al Código Ético, al Plan de Tolerancia Cero con la Corrupción y los Principios Generales para la Prevención de Riesgos Penales.
 - > Deber de preservar la salud, la seguridad de las personas que trabajan en y para ENDESA.
 - > Compromiso con el desarrollo sostenible, la eficiencia y el respeto por el medio ambiente identificando, evaluando y gestionando los efectos medioambientales de las actividades de ENDESA.
 - > Optimización de forma responsable en el uso de los recursos disponibles, a fin de proporcionar rentabilidad al accionista en el marco de relaciones basadas en principios de lealtad y transparencia.

> Las políticas financieras de ENDESA contemplan la gestión activa de los riesgos financieros vinculados con la operativa ordinaria y, con carácter general, están restringidas las posiciones especulativas.

Las directrices generales de la Política de Gestión y Control de Riesgos se desarrollan y completan con otras políticas de riesgos corporativas y específicas de cada Línea de Negocio, así como con los límites que se establecen para una óptima gestión de riesgos.

El órgano responsable de la ejecución de la Política de Gestión y Control de Riesgos es el Comité de Riesgos de ENDESA, que se apoya en los procedimientos internos de las distintas áreas de negocio y corporativas y es supervisado por el Comité de Auditoría y Cumplimiento (CAC) del Consejo de Administración de ENDESA, S.A.

El Proceso de Gestión de Riesgos de ENDESA obedece a un modelo basado, por una parte, en el estudio permanente del perfil de riesgo, en las mejores prácticas actuales en el sector energético o de referencia en la gestión de riesgos y, por otra parte, en asegurar la conexión entre el nivel de riesgo aceptable determinado por el Consejo de Administración, el riesgo efectivamente asumido y los recursos necesarios para operar los negocios optimizando la relación riesgo-retorno de los negocios.

El ciclo de Gestión de Riesgos es el conjunto de actividades relacionadas con la identificación, medición, control y gestión de los distintos riesgos incurridos por las Líneas de Negocio y la Corporación. El objetivo de la gestión de riesgos es la ejecución de las acciones encaminadas a la adecuación de los niveles de riesgo asumidos en cada nivel de la Compañía a sus objetivos.

Los mecanismos para la gestión y control de riesgos son los expuestos en las Notas siguientes.

20.1. Riesgo de tipo de interés

Las variaciones de los tipos de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan un tipo de interés fijo así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a un tipo de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tipos de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda que permita minimizar el coste de la deuda en el horizonte plurianual con una volatilidad reducida en el Estado del Resultado Consolidado, mediante la diversificación de la naturaleza de los activos y pasivos financieros y la modificación del perfil de exposición al riesgo de los mismos a través de la contratación de derivados.

El objetivo de reducir el importe de la deuda sujeta a variaciones en los tipos de interés se consigue mediante la contratación de operaciones de cobertura específicas, generalmente por medio de derivados de tipo de interés. En todo caso, la estructura de dichos contratos de protección se adaptará a aquella del instrumento financiero subyacente y, en particular, la duración de estos contratos nunca excederá a la del vencimiento del instrumento financiero subyacente de forma que cualquier cambio en el valor razonable o flujos de caja de estos contratos se compense con las variaciones en el valor razonable o flujos de caja de la posición subyacente.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la estructura de riesgo financiero, una vez considerados los derivados contratados, es la siguiente:

Millones de Euros

	Posición Neta			
	31 de diciembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
	Antes de Derivados	Después de Derivados	Antes de Derivados	Después de Derivados
Tipo de Interés Fijo	3.599	3.611	3.660	3.660
Tipo de Interés Variable	1.382	1.374	1.272	1.278
Total	4.981	4.985	4.932	4.938

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, el tipo de interés de referencia de la deuda contratada por las sociedades de ENDESA es, fundamentalmente, Euribor.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el desglose de los derivados de tipo de interés, por designación, es el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2017					
	Nocional Neto	Valor Razonable Neto	Nocional Activos Financieros	Activo Valor Razonable	Nocional Pasivos Financieros	Pasivo Valor Razonable
Derivados Cobertura Valor Razonable						
Swaps Tipo Interés	27	8	27	8	—	—
Opciones Tipo Interés	—	—	—	—	—	—
Derivados Trading						
Swaps Tipo Interés	113	(12)	—	—	113	(12)
Opciones Tipo Interés	—	—	—	—	—	—
Total Swaps Tipo Interés	140	(4)	27	8	113	(12)
Total Opciones Tipo Interés	—	—	—	—	—	—
Total Derivados Tipo de Interés	140	(4)	27	8	113	(12)

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2016					
	Nocional Neto	Valor Razonable Neto	Nocional Activos Financieros	Activo Valor Razonable	Nocional Pasivos Financieros	Pasivo Valor Razonable
Derivados Cobertura Valor Razonable						
Swaps Tipo Interés	68	11	68	11	—	—
Opciones Tipo Interés	—	—	—	—	—	—
Derivados Trading						
Swaps Tipo Interés	127	(17)	—	—	127	(17)
Opciones Tipo Interés	—	—	—	—	—	—
Total Swaps Tipo Interés	195	(6)	68	11	127	(17)
Total Opciones Tipo Interés	—	—	—	—	—	—
Total Derivados Tipo de Interés	195	(6)	68	11	127	(17)

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de los flujos de efectivo esperados para los próximos ejercicios en relación con estos derivados es el siguiente:

Millones de Euros

Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	Estratificación Flujos de Caja Esperados						
	31 de diciembre de 2017	2018	2019	2020	2021	2022	Siguientes
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	8	1	1	1	1	—	4
Derivados de Tipo de Interés Trading	(12)	(5)	(4)	(2)	(1)	—	—

Millones de Euros

Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	Estratificación Flujos de Caja Esperados						
	31 de diciembre de 2016	2017	2018	2019	2020	2021	Siguientes
Derivados de Cobertura de Valor Razonable	11	3	3	3	3	2	22
Derivados de Tipo de Interés Trading	(17)	(5)	(5)	(4)	(2)	(1)	—

A 31 de diciembre de 2017, teniendo en cuenta las coberturas de flujos de caja que se consideran eficaces, el 67% de la deuda estaba protegida al riesgo de tipo de interés (69% a 31 de diciembre de 2016). Considerando también las coberturas de valor razonable, a 31 de diciembre de 2017 este porcentaje es del 67% (68% a 31 de diciembre de 2016).

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, el impacto en el Estado del Resultado Consolidado y el Estado de Otro Resultado Global de la variación en el tipo de interés, manteniendo constantes el resto de variables, es el siguiente:

Millones de Euros

	Variación de Puntos Básicos	31 de diciembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
		Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global
Gastos Financieros de la Deuda Bruta Variable Después de Derivados					
Aumento Tipo de Interés	+25	6	—	4	—
Reducción Tipo de Interés	—25	(6)	—	(4)	—
Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados de Cobertura					
De Valor Razonable					
Aumento Tipo de Interés	+25	(1)	—	(1)	—
Reducción Tipo de Interés	—25	1	—	1	—
De Flujos de Efectivo					
Aumento Tipo de Interés	+25	—	1	—	1
Reducción Tipo de Interés	—25	—	(1)	—	(1)
Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados no Designados Contablemente de Cobertura					
Aumento Tipo de Interés	+25	—	—	—	—
Reducción Tipo de Interés	—25	—	—	—	—

20.2. Riesgo de tipo de cambio

Los riesgos de tipos de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las transacciones para la adquisición de materias primas energéticas (especialmente gas natural y carbón) en los mercados internacionales donde los precios de estas materias primas («commodities») suelen estar denominados en dólares estadounidenses (USD). De igual forma ENDESA incurre en este riesgo en la gestión de deuda denominada en moneda extranjera, aprovisionamientos, pagos de primas de seguros, contratos de mantenimiento de centrales y dividendos.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, ENDESA contrata permutas financieras de divisa y seguros de cambio, entre otros. Adicionalmente, ENDESA también trata de que se produzca un equilibrio entre los cobros y pagos de efectivo de sus activos y pasivos denominados en moneda extranjera.

En todo caso, la estructura de dichos contratos de protección se adaptará a aquella del instrumento financiero subyacente y, en particular, la duración de estos contratos nunca excede del vencimiento del instrumento financiero subyacente de forma que cualquier cambio en el valor razonable o flujos de caja de estos contratos se compensa con las variaciones en el valor razonable o flujos de caja de la posición subyacente.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el desglose del valor nominal y del valor razonable de los derivados de tipo de cambio es el siguiente:

Millones de Euros

Derivados Tipo de Cambio	31 de diciembre de 2017					
	Nominal Neto	Valor Razonable Neto	Nominal Activos Financieros	Activo Valor Razonable	Nominal Pasivos Financieros	Pasivo Valor Razonable
Derivados Cobertura Flujos Caja						
Futuros	1.345	(34)	167	1	1.178	(35)
Derivados Trading						
Futuros	355	(3)	108	4	247	(7)
Total Futuros	1.700	(37)	275	5	1.425	(42)
Total Derivados Tipo de Cambio	1.700	(37)	275	5	1.425	(42)

Millones de Euros

Derivados Tipo de Cambio	31 de diciembre de 2016					
	Nominal Neto	Valor Razonable Neto	Nominal Activos Financieros	Activo Valor Razonable	Nominal Pasivos Financieros	Pasivo Valor Razonable
Derivados Cobertura Flujos Caja						
Futuros	271	8	224	8	47	—
Derivados Trading						
Futuros	368	19	336	20	32	(1)
Total Futuros	639	27	560	28	79	(1)
Total Derivados Tipo de Cambio	639	27	560	28	79	(1)

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de los flujos de efectivo esperados para los próximos ejercicios en relación con estos derivados es el siguiente:

Millones de Euros

Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	Estratificación Flujos de Caja Esperados						
	31 de diciembre de 2017	2018	2019	2020	2021	2022	Siguientes
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	(34)	(25)	(8)	(1)	—	—	—
Derivados de Tipo de Cambio Trading	(3)	(3)	—	—	—	—	—

Millones de Euros

Valor Actual (Neto de Interés Acumulado)	Estratificación Flujos de Caja Esperados						
	31 de diciembre de 2016	2017	2018	2019	2020	2021	Siguientes
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	8	8	—	—	—	—	—
Derivados de Tipo de Cambio Trading	19	12	6	1	—	—	—

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 no existe deuda a largo plazo contratada en moneda extranjera y el importe de «Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes» en moneda extranjera asciende a 1 millón de euros (2 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) (véase Nota 14).

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, el impacto en el Estado del Resultado Consolidado y el Estado de Otro Resultado Global de la evolución del tipo de cambio del euro con el dólar estadounidense (USD), manteniendo constantes el resto de variables, es el siguiente:

Millones de Euros

	Variación Porcentual Estado del Resultado Consolidado	31 de diciembre de 2017		31 de diciembre de 2016	
		Estado de Otro Resultado Global	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global	Estado del Resultado Consolidado
Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados de Cobertura					
De Flujos de Caja					
Depreciación del Euro	10%	—	111	—	24
Apreciación del Euro	10%	—	(91)	—	(20)
De Valor Razonable					
Depreciación del Euro	10%	—	—	—	—
Apreciación del Euro	10%	—	—	—	—
Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados no Designados Contablemente de Cobertura					
Depreciación del Euro	10%	15	—	30	—
Apreciación del Euro	10%	(12)	—	(24)	—

20.3. Riesgo de precio de «commodities»

La Sociedad se encuentra expuesta al riesgo de la variación del precio de las «commodities», incluidos los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂), fundamentalmente a través de:

- Compras de materias energéticas en el proceso de generación de energía eléctrica.
- Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados nacionales e internacionales.

La exposición a las fluctuaciones de los precios de «commodities» se controla mediante el seguimiento de límites de riesgo como medida del equilibrio entre retorno esperado y riesgo asumido. Estos límites están basados en los resultados esperados en base a un intervalo de confianza del 95%. Las posiciones de cartera industrial se revisan mensualmente en base al Beneficio en Riesgo, y la cartera de negociación, se revisa diariamente, en base al Valor en Riesgo.

Adicionalmente, se realizan análisis particulares, desde la perspectiva de riesgos, del impacto de determinadas operaciones consideradas como relevantes en el perfil de riesgos de ENDESA y en el cumplimiento de los límites fijados.

Este riesgo se gestiona en el largo plazo mediante la diversificación de contratos, la gestión de la cartera de aprovisionamientos mediante la referencia a índices que representan una evolución similar o comparable a la de los precios finales de electricidad (generación) o de venta (comercialización), y a través de cláusulas contractuales de renegociación periódica que tienen como objetivo mantener el equilibrio económico de los aprovisionamientos.

En el corto y medio plazo las fluctuaciones de los precios de las diferentes «commodities» se gestionan mediante operaciones de cobertura específicas, generalmente por medio de derivados.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle del valor nocial y del valor razonable de los derivados de «commodities» es el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2017					
	Valor Nocial Neto	Nocial Activos Financieros	Nocial Pasivos Financieros	Valor Razonable Neto	Valor Razonable Activo	Valor Razonable Pasivo
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	1.825	1.077	748	48	119	(71)
Permutas Financieras de Combustibles Líquidos y Gas	1.111	668	443	23	63	(40)
Derivados de Carbón	241	199	42	42	43	(1)
Permutas Financieras de Electricidad	473	210	263	(17)	13	(30)
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	1.016	537	479	18	67	(49)
Permutas Financieras de Combustibles Líquidos y Gas	435	222	213	13	32	(19)
Opciones de Combustibles Líquidos y Gas	—	—	—	—	—	—
Otros Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	22	12	10	1	2	(1)
Permutas Financieras de Electricidad	489	250	239	1	30	(29)
Opciones de Electricidad	13	—	13	—	—	—
Otros Derivados de Electricidad	1	1	—	—	—	—
Permutas Financieras de Carbón	4	4	—	1	1	—
Otros Derivados de Carbón	33	29	4	1	1	—
Otros Derivados Físicos	19	19	—	1	1	—
Total	2.841	1.614	1.227	66	186	(120)

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2016					
	Valor Nocio- nal Neto	Nocional Activos Financieros	Nocional Pasivos Financieros	Valor Razonable Neto	Valor Razonable Activo	Valor Razonable Pasivo
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	139	133	6	69	69	—
Permutas Financieras de Combustibles Líquidos y Gas	17	17	—	2	2	—
Derivados de Carbón	105	103	2	66	66	—
Permutas Financieras de Electricidad	17	13	4	1	1	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	2.294	1.190	1.104	44	167	(123)
Permutas Financieras de Combustibles Líquidos y Gas	1.139	707	432	64	107	(43)
Otros Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	20	10	10	—	3	(3)
Permutas Financieras de Electricidad	859	337	522	(37)	34	(71)
Opciones de Electricidad	17	—	17	—	—	—
Otros Derivados de Electricidad	—	—	—	—	—	—
Permutas Financieras de Carbón	7	—	7	(1)	—	(1)
Otros Derivados de Carbón	196	103	93	13	15	(2)
Otros Derivados Físicos	56	33	23	5	8	(3)
Total	2.433	1.323	1.110	113	236	(123)

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle del valor razonable estratificado para los próximos ejercicios en relación con estos derivados es el siguiente:

Millones de Euros

Valor Razonable	Estratificación Valor Razonable						
	31 de diciembre de 2017	2018	2019	2020	2021	2022	Siguientes
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Derivados de Electricidad	(17)	(17)	—	—	—	—	—
Derivados de Carbón	42	42	—	—	—	—	—
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	23	21	3	(1)	—	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura							
Derivados de Electricidad	1	(1)	2	—	—	—	—
Derivados de Carbón	2	2	—	—	—	—	—
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	14	12	2	—	—	—	—
Otros Derivados Físicos	1	1	—	—	—	—	—

Millones de Euros

Valor Razonable	Estratificación Valor Razonable						
	31 de diciembre de 2016	2017	2018	2019	2020	2021	Siguientes
Derivados de Cobertura de Flujos de Caja							
Derivados de Electricidad	1	1	—	—	—	—	—
Derivados de Carbón	66	66	—	—	—	—	—
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	2	2	—	—	—	—	—
Derivados no Designados Contablemente de Cobertura							
Derivados de Electricidad	(37)	(38)	1	—	—	—	—
Derivados de Carbón	12	13	(1)	—	—	—	—
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	64	53	10	1	—	—	—
Otros Derivados Físicos	5	5	—	—	—	—	—

Análisis de sensibilidad

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, el detalle del impacto sobre el valor de los derivados de «commodities» existentes que produciría una variación en los precios de las materias primas, manteniendo constantes el resto de variables, es el siguiente:

Millones de Euros

Derivados de Cobertura de Flujos de Caja	31 de diciembre de 2017			31 de diciembre de 2016	
	Variación de Precio de «Commodities»	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global
Derivados de Electricidad	10%	—	20	—	2
	-10%	—	(18)	—	(2)
Derivados de Carbón	10%	—	28	—	17
	-10%	—	(28)	—	(17)
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	10%	—	9	—	2
	-10%	—	(9)	—	(2)

Millones de Euros

Derivados no Designados Contablemente de Cobertura	31 de diciembre de 2017			31 de diciembre de 2016	
	Variación de Precio de «Commodities»	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global	Estado del Resultado Consolidado	Estado de Otro Resultado Global
Derivados de Electricidad	10%	4	—	(30)	—
	-10%	(4)	—	31	—
Derivados de Carbón	10%	—	—	1	—
	-10%	—	—	(1)	—
Derivados de Combustibles Líquidos y Gas	10%	4	—	27	—
	-10%	(4)	—	(27)	—
Otros Derivados Físicos	10%	2	—	1	—
	-10%	(2)	—	(1)	—

20.4. Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez es el que puede generar dificultades para cumplir con las obligaciones asociadas a pasivos financieros que son liquidadas mediante la entrega de efectivo u otro activo financiero. Los objetivos de la gestión del riesgo de liquidez son garantizar un nivel de liquidez minimizando el coste de oportunidad, y mantener una estructura de deuda financiera en base a los vencimientos y fuentes de financiación. En el corto plazo, el riesgo de liquidez es mitigado mediante el mantenimiento de un nivel adecuado de recursos incondicionalmente disponibles, incluyendo efectivo y depósitos a corto plazo, líneas de crédito disponibles y una cartera de activos muy líquidos.

ENDESA mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas, tanto con entidades bancarias como con socieda-

des del Grupo ENEL, e inversiones financieras temporales por importe suficiente para soportar las necesidades previstas por un periodo que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las necesidades previstas antes mencionadas incluyen vencimientos de deuda financiera neta. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de la deuda financiera y derivados financieros, véanse las Notas 18 y 19.

La función de tesorería está centralizada en ENDESA Financiación Filiales, S.A.U., que realiza previsiones de tesorería al objeto de asegurar que se dispone del efectivo suficiente para satisfacer las necesidades operativas, manteniendo niveles suficientes de disponibilidad en sus préstamos no dispuestos.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la liquidez de ENDESA presenta el siguiente detalle

Millones de Euros							
	Notas	31 de diciembre de 2017			31 de diciembre de 2016		
		Vencimiento Corriente	Vencimiento no Corriente	Total	Vencimiento Corriente	Vencimiento no Corriente	Total
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	14	399	—	399	418	—	418
Líneas de Crédito Disponibles de Forma Incondicional ¹	18.2	114	2.982	3.096	14	3.188	3.202
Liquidez		513	2.982	3.495	432	3.188	3.620

¹ A 31 de diciembre de 2017 y 2016, 1.000 millones de euros corresponden a la línea de crédito comprometida e irrevocable disponible con ENEL Finance International N.V.

A 31 de diciembre de 2017 ENDESA mantiene un fondo de maniobra negativo por importe de 2.005 millones de euros. El importe disponible en líneas de crédito a largo plazo garantiza que ENDESA pueda obtener recursos financieros suficientes para continuar sus operaciones y liquidar sus activos y pasivos por los importes con que figuran en el Estado de Situación Financiera Consolidado (véase Nota 18.2.1).

20.5. Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se genera cuando una contraparte no cumple sus obligaciones establecidas en un contrato financiero o comercial dando lugar a una pérdida financiera. ENDESA está expuesta al riesgo de crédito derivado de sus actividades operativas y financieras, incluyendo derivados, depósitos en entidades financieras, transacciones en moneda extranjera y otros instrumentos financieros.

Las variaciones no esperadas en la calidad crediticia de una contraparte tienen un impacto en la posición del acreedor en términos de solvencia (riesgo de incumplimiento) o por cambios en su valor de mercado (riesgo de diferencial).

ENDESA realiza un seguimiento pormenorizado del riesgo de crédito y toma una serie de precauciones adicionales que incluyen, entre otras:

- Análisis del riesgo, evaluación y monitorización de la calidad crediticia de las contrapartes.
- Establecimiento de cláusulas contractuales y solicitud de garantías, petición de avales o contratación de seguros en los casos que así lo requieran.
- Seguimiento exhaustivo de niveles de exposición a las contrapartes.
- Diversificación de contrapartes.

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar por su actividad comercial, éste es históricamente limitado dado el corto plazo de cobro a los clientes que no acumulan individualmente importes muy significativos antes de que pueda producirse la suspensión del suministro por impago, de acuerdo con la regulación correspondiente (véase Nota 13).

A 31 de diciembre de 2017, la deuda vencida con terceros asciende a 741 millones de euros, lo que representa 16,6

días de facturación equivalente (824 millones de euros y 19,8 días de facturación equivalente, respectivamente, a 31 de diciembre de 2016).

Respecto del riesgo de crédito de los activos de carácter financiero, las políticas de riesgo que sigue ENDESA son las siguientes:

- ENDESA y sus filiales colocan sus excedentes de tesorería en contrapartidas de primer nivel en los mercados en que operan. A 31 de diciembre de 2017, la mayor exposición por posiciones de tesorería con una contraparte no perteneciente al Grupo ENEL asciende a 142 millones de euros (186 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).
- La contratación de derivados de riesgo de tipo de interés y de tipo de cambio se realiza con entidades de elevada solvencia de manera que, a 31 de diciembre de 2017, el 100% del total de operaciones contratadas corresponde a operaciones con entidades cuyo rating es igual o superior a «A-» (62% a 31 de diciembre de 2016).
- El riesgo de crédito asociado a los instrumentos financieros contratados sobre «commodities» es limitado. A 31 de diciembre de 2017, y tomando como base los valores de mercado, la exposición en derivados de «commodities» resulta inferior a 12 millones de euros (83 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).
- A 31 de diciembre de 2017 el riesgo máximo acumulado por contraparte de los derivados de tipo de interés y de tipo de cambio, y los derivados sobre «commodities» asciende a 8 millones de euros, por lo que ninguna contraparte acumula más del 41% del riesgo total de crédito de los instrumentos financieros (43 millones de euros y 36% del total, respectivamente, a 31 de diciembre de 2016).

A 31 de diciembre de 2017 existen avales, cartas de garantía y prendas recibidos en garantía de operaciones de naturaleza comercial, conforme al siguiente detalle:

- Empresas por importe de 7 millones de euros (5 millones de euros a 31 de diciembre de 2016);

→ Grandes Clientes por importe de 176 millones de euros (210 millones de euros a 31 de diciembre de 2016); y

→ Contrapartes en los mercados de «commodities» por importe 263 millones de euros (263 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 no se han ejecutado avales, cartas de garantía o prendas por importe significativo.

Vencimiento y deterioro de activos financieros

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de clientes por ventas y prestación de servicios, clasificados por vencimiento y deterioro, es el siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Deteriorados		364	385
Ni Vencidos ni Deteriorados		1.991	1.860
Vencidos no Deteriorados ⁽¹⁾		377	439
Con Antigüedad Menor de Tres Meses		278	310
Con Antigüedad entre Tres y Seis Meses		39	63
Con Antigüedad entre Seis y Doce Meses		21	24
Con Antigüedad Mayor a Doce Meses		39	42
Total	13	2.732	2.684

¹ Incluye 112 millones de euros correspondientes a Administraciones Públicas españolas (119 millones de euros a 31 de diciembre de 2016).

Análisis del riesgo por contraparte

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, el detalle de la calificación crediticia de los instrumentos financieros de activo no vencidos ni deteriorados, que no pertenecen a la categoría de clientes por ventas y prestación de servicios, es la siguiente:

Millones de Euros			
	Notas	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	14	399	418
A+		1	—
A		2	223
A-		43	38
BBB+		27	45
BBB		244	52
BBB-		53	2
BB+		5	9
BB		—	6
BB-		—	4
B+		3	17
Contraparte Sin Calificación Crediticia		21	22
Activos Financieros Disponibles para la Venta	19.1.2	6	8
BBB		3	3
Contraparte Sin Calificación Crediticia		3	5
Derivados de Cobertura	19.3	8	11
A+		8	—
A		—	11
Derivados no Financieros	13 y 19.3	191	264
AAA		22	—
AA-		—	1
A+		—	1
A		4	11
A-		1	4
BBB+		19	85
BBB		1	116
BBB-		1	2
BB+		1	4
BB		136	8
BB-		—	1
B+		6	12
B		—	1
B-		—	—
Contraparte Sin Calificación Crediticia		—	18
Activos Financieros¹		1.488	1.025
Financiación del Déficit de Ingresos de las Actividades Reguladas en España	4 y 19.1.1	222	258
Compensaciones por Sobrecostos de la Generación en los Territorios no Peninsulares (TNP)	4 y 19.1.1	304	—
Fianzas y Depósitos	19.1.1 y 21	424	424
Créditos al Personal	19.1.1	33	31
Créditos a Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y Sociedades de Operación Conjunta	19.1.1 y 35.2	71	72
Retribución de la Actividad de Distribución	4 y 19.1.1	176	70
Incentivos a la Inversión en Energías Renovables	4 y 19.1.1	4	15
Otros Activos Financieros	19.1.1	254	155
Total		2.092	1.726

¹ Incluye, fundamentalmente, cuentas a cobrar con Administraciones Públicas, así como cuentas por cobrar con contrapartes que no disponen de calificación crediticia.

20.6. Riesgo de concentración

ENDESA está expuesta al riesgo de concentración de clientes y proveedores en el desarrollo de su actividad.

El riesgo de concentración de clientes se gestiona y minimiza mediante una estrategia de negocio que cuenta con varios criterios de diversificación:

- Tipología de clientes: Grandes clientes industriales, empresas de tamaño medio y clientes de tipo residencial, tanto clientes privados como Administraciones Públicas;
- Actividad económica de los clientes: Actividad comercial con clientes que actúan en diferentes sectores; y
- Tipología de productos comercializados: Electricidad, gas natural y diferentes productos y servicios de valor añadido (PSVAs).

Esta estrategia permite asegurar que las ventas a un cliente específico no representen un porcentaje significativo de los resultados económicos de ENDESA.

Este riesgo se controla mediante la monitorización periódica de las cuentas por cobrar de los clientes (deuda vencida y no vencida), tanto a nivel de cliente individual como por Grupo de entidades bajo un control común.

En las relaciones con su accionista principal, ENDESA está expuesta al riesgo de crédito. Durante 2017 este riesgo no ha sido significativo y se origina fundamentalmente por la potencial variación de los contratos de cobertura de «commodities» que ENDESA ha contratado a través de empresas del Grupo ENEL.

A 31 de diciembre de 2017, las cuentas por cobrar de los 10 mayores clientes (Grupo Empresarial) representan menos del 12% del total, sin que ninguno de ellos represente de forma individual más del 2,3% del total a dicha fecha (11% y 2,4%, respectivamente, a 31 de diciembre de 2016).

Las relaciones que mantiene actualmente ENDESA con los principales suministradores y proveedores de servicios en el sector son esenciales para el desarrollo y crecimiento de su negocio y la dependencia de ENDESA de estas relaciones puede afectar a su capacidad para negociar contratos con dichas partes en condiciones favorables. No obstante, ENDESA cuenta con procesos de calificación técnica y económica con el objetivo de garantizar la calidad del bien o servicio adquirido y la calidad financiera del proveedor, así como con una cartera de proveedores diversificada en todas sus categorías de compra, facilitando la sustitución de uno de ellos en caso de interrupción y mitigando así el riesgo de concentración de proveedores.

A 31 de diciembre de 2017 los 10 mayores proveedores no representan más del 34,4% del total (27% del total a 31 de diciembre de 2016).

21. Otros pasivos no corrientes

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Fianzas y Depósitos	19.1.1	462	453
Derivados no Financieros	19.3	34	12
Otras Cuentas a Pagar		150	136
Total	19.2	646	601

22. Activos y pasivos por impuesto diferido

22.1. Activos por impuesto diferido

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, el origen de los impuestos diferidos de activo registrados en ambos ejercicios es el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Impuestos Diferidos de Activo con Origen en:		
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	147	169
Dotaciones para Provisiones para Pensiones y Planes de Reestructuración de Plantilla	598	677
Otras Provisiones	265	266
Bases Imponibles Negativas	36	1
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	60	96
Otros	36	15
Total	1.142	1.224

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el movimiento del epígrafe de «Activos por Impuesto Diferido» del Estado de Situación Financiera Consolidado han sido el siguiente:

Millones de Euros

	Activos por Impuesto Diferido						Saldo a 31 de diciembre de 2017
	Saldo a 31 de diciembre de 2016	Incorporación / (Reducción) de Sociedades ¹	(Cargo) / Abono Pérdidas y Ganancias (Nota 32)	(Cargo) / Abono Patrimonio (Nota 32)	Trasposos y otros	Trasposos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta	
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	169	(8)	(11)	—	(3)	—	147
Dotaciones para Provisiones para Pensiones y Planes de Reestructuración de Plantilla	677	—	(52)	(27)	—	—	598
Otras Provisiones	266	—	(1)	—	—	—	265
Bases Imponibles Negativas	1	(1)	36	—	—	—	36
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	96	—	(36)	—	—	—	60
Otros	15	—	(6)	13	14	—	36
Total	1.224	(9)	(70)	(14)	11	—	1.142

¹ Corresponde a la salida del perímetro de consolidación de Nueva Marina Real Estate, S.L. y a la venta de las sociedades de Operación Conjunta (véanse Notas 2.3.1 y 2.5.1).

	Activos por Impuesto Diferido						Saldo a 31 de diciembre de 2016
	Saldo a 31 de diciembre de 2015	Incorporación / (Reducción) de Sociedades ¹	(Cargo) / Abono Pérdidas y Ganancias (Nota 32)	(Cargo) / Abono Patrimonio (Nota 32)	Trasposos y otros	Trasposos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta ²	
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles.	179	15	(42)	—	17	—	169
Dotaciones para Provisiones para Pensiones y Planes de Reestructuración de Plantilla	705	1	(67)	47	(9)	—	677
Otras Provisiones	178	—	50	—	38	—	266
Bases Imponibles Negativas	1	—	—	—	—	—	1
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	161	17	(82)	—	—	—	96
Otros	62	5	(7)	(6)	(38)	(1)	15
Total	1.286	38	(148)	41	8	(1)	1.224

¹ Incluye los activos por impuestos diferidos adquiridos en la toma de control de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) (37 millones de euros) y la adquisición de Eléctrica del Ebro, S.A.U. (1 millón de euros) (véanse Notas 5.4 y 5.5).

² Corresponde al traspaso al epígrafe de «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» de los Activos por Impuestos Diferidos de Energías de la Mancha Eneman, S.A. y Energía de La Loma, S.A. (véase Nota 2.3.1).

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de beneficios fiscales suficientes en el futuro. Los Administradores de la Sociedad Dominante consideran que las previsiones de beneficios futuros de las distintas sociedades de ENDESA cubren sobradamente los necesarios para recuperar estos activos.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 existen activos por impuestos diferidos correspondientes a pérdidas fiscales pendientes de reconocer por importe de 13 millones de euros y 2 millones de euros, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2017 existen activos por impuesto diferido correspondientes a bases imponibles negativas susceptibles de compensación con futuros beneficios por importe de 36 millones de euros (1 millón de euros a 31 de diciembre de 2016).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de los activos por impuesto diferido correspondientes a las deducciones de cuota pendientes de aplicar con futuros beneficios y el año hasta el cual pueden ser utilizadas es el siguiente:

Millones de Euros

Año	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
2027	5	9
2028	9	24
2029	1	3
2030	1	10
2031	1	13
2032	3	6
2033	7	—
2034	9	—
2035	5	—
Sin Límite	19	31
Total	60	96

22.2. Pasivos por impuesto diferido

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, el origen de los impuestos diferidos de pasivo registrados en ambos ejercicios es el siguiente:

Millones de Euros

	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Impuestos Diferidos de Pasivo con Origen en:		
Amortización Fiscal Acelerada de Activos	649	652
Otros	448	449
Total	1.097	1.101

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el movimiento del epígrafe de «Pasivos por Impuesto Diferido» del Estado de Situación Financiera Consolidado han sido el siguiente:

Millones de Euros

	Pasivos por Impuesto Diferido						Saldo a 31 de diciembre de 2017
	Saldo a 31 de diciembre de 2016	Incorporación / (Reducción) de Socieda- des ¹	Cargo / (Abono) Pérdidas y Ganancias (Nota 32)	Cargo / (Abono) Patrimonio (Nota 32)	Trasposos y otros	Trasposos a Pasivos Asocia- dos con Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta	
Amortización Fiscal Acelerada de Activos	652	(1)	(10)	—	8	—	649
Otros	449	1	(6)	7	(3)	—	448
Total	1.101	—	(16)	7	5	—	1.097

¹ Corresponde a la salida del perímetro de consolidación de Nueva Marina Real Estate, S.L. y a la adquisición de las sociedades relacionadas con la adjudicación de capacidad otorgada en las subastas de renovables (véanse Notas 2.3.1 y 5.3).

Millones de Euros

	Pasivos por Impuesto Diferido						Saldo a 31 de diciembre de 2016
	Saldo a 31 de diciembre de 2015	Incorporación / (Reducción) de Socieda- des ¹	Cargo / (Abono) Pérdidas y Ganancias (Nota 32), 2	Cargo / (Abono) Patrimonio (Nota 32)	Trasposos y otros	Trasposos a Pasivos Asocia- dos a Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta ³	
Amortización Fiscal Acelerada de Activos	681	18	(10)	—	(37)	—	652
Otros	258	218	(81)	20	40	(6)	449
Total	939	236	(91)	20	3	(6)	1.101

¹ Incluye los pasivos por impuestos diferidos asociados a la revalorización de los activos netos adquiridos en la toma de control de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) (231 millones de euros) y la adquisición de Eléctrica del Ebro, S.A.U. (5 millones de euros) (véanse Nota 5.4 y 5.5).

² Con motivo de la toma de control sobre ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) se procedió a efectuar la reversión de un impuesto diferido de pasivo por importe de 81 millones de euros que ENDESA tenía registrado derivado de la existencia de ganancias no distribuidas por ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) generadas con posterioridad a la pérdida de control en dicha sociedad en el ejercicio 2010 y que cumplían con los requisitos para su reconocimiento (véanse Notas 5.4, 11.1 y 32).

³ Corresponde al traspaso al epígrafe de «Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas» de los Activos por Impuestos Diferidos de Energías de la Mancha Eneman, S.A. y Energía de La Loma, S.A. (véase Nota 2.3.1).

22.3. Otra información

Compensación de activos y pasivos por impuesto diferido

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, el importe de los impuestos diferidos compensables es de 851 millones de euros y 769 millones de euros, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 del importe total de activos y pasivos por impuestos diferidos registrados, no resultan compensables los siguientes:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Impuestos Diferidos de Activo No Compensables	291	455
Impuestos Diferidos de Pasivo No Compensables	246	332

Realización de activos y pasivos por impuesto diferido

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la estimación de realización de los activos y pasivos por impuestos diferidos reconocidos en el Estado de Situación Financiera Consolidado es como sigue:

Millones de Euros	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Activos por Impuestos Diferidos	1.142	1.224
Realizable en Un Año	113	124
Realizable a Más de Un Año	1.029	1.100
Pasivos por Impuestos Diferidos	1.097	1.101
Realizable en Un Año	28	27
Realizable a Más de Un Año	1.069	1.074

23. Acreedores comerciales y otros pasivos corrientes

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 la composición de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es la siguiente:

Millones de Euros	Notas	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Pasivos Financieros	19.2	5.411	4.960
Proveedores y otros Acreedores		4.071	3.429
Derivados no Financieros	19.3	128	112
Dividendo a Pagar	15.1.9	743	744
Otras Cuentas por Pagar		469	379
Sobrecostos de la Generación en los Territorios No Peninsulares (TNP)	4 y 19.1.1	—	296
Pasivos por Impuestos		721	850
Impuesto sobre Sociedades Corriente		170	332
Hacienda Pública Acreedora por Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA)		39	37
Otros Impuestos		512	481
Total		6.132	5.810

A 31 de diciembre de 2017 el epígrafe «Dividendo a Pagar» recoge, principalmente, el dividendo a cuenta del ejercicio 2017 aprobado por el Consejo de Administración de ENDESA, S.A. de fecha 21 de noviembre de 2017, por un importe total de 741 millones de euros (0,70 euros brutos por acción) que fue abonado el 2 de enero de 2018 (véase Nota 15.1.9).

A 31 de diciembre de 2016 el epígrafe «Dividendo a Pagar» recogía, principalmente, el dividendo a cuenta del ejercicio 2016 aprobado por el Consejo de Administración de ENDESA, S.A. de fecha 22 de noviembre de 2016, por un importe total de 741 millones de euros (0,70 euros brutos por acción) que fue abonado el 2 de enero de 2017 (véase Nota 15.1.9).

A 31 de diciembre de 2017 el importe de la deuda comercial remesada a las entidades financieras para su gestión de pago a proveedores («confirming») clasificada en el epígrafe de «Acreedores Comerciales y otras Cuentas por Pagar» asciende a 403 millones de euros (263 millones de euros a 31 de diciembre de 2016). Durante el ejercicio 2017 el ingreso financiero devengado por los contratos de «confirming» ha ascendido a un importe inferior a un millón de euros (un millón de euros durante el ejercicio 2016).

23.1. Información sobre el periodo medio de pago a proveedores. Disposición adicional tercera. «Deber de información» de la Ley 15/2010, de 5 de julio

A continuación se incluye la información relativa al grado de cumplimiento por parte de ENDESA de los plazos establecidos para el pago a proveedores por operaciones comerciales de acuerdo a la Ley 15/2010, de 5 de julio:

Número de Días	2017	2016
Periodo Medio de Pago a Proveedores	16	18
Ratio de Operaciones Pagadas	15	19
Ratio de Operaciones Pendientes de Pago	47	33

Millones de Euros	2017	2016
Total Pagos Realizados	18.485	14.780
Total Pagos Pendientes	757	295

24. Provisiones corrientes

A diciembre de 2017 y 2016 el desglose de este epígrafe del Estado de Situación Financiera Consolidado es el siguiente:

Millones de Euros	Notas	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Provisiones para Planes de Reestructuración de Plantilla		186	214
Expedientes de Regulación de Empleo	172.1	73	124
Suspensiones de Contrato	172.2	113	90
Derechos de Emisión de Dióxido de Carbono (CO ₂)	12.1	215	190
Otras Provisiones Corrientes		24	163
Total		425	567

25. Ingresos

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2017 y 2016 es el siguiente:

Millones de Euros	2017	2016
Ventas	19.556	18.313
Otros Ingresos de Explotación	501	666
Total	20.057	18.979

25.1. Ventas

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2017 y 2016 es el siguiente:

Millones de Euros	2017	2016
Ventas de Electricidad:	14.451	13.541
Ventas Mercado Liberalizado	8.457	8.213
Comercialización a Clientes de Mercados Liberalizados fuera de España	1.076	961
Ventas a Precio Regulado	2.460	2.412
Ventas Mercado Mayorista	1.137	875
Compensaciones de los Territorios No Peninsulares (TNP)	1.215	1.015
Otras Ventas de Electricidad	106	65
Ventas de Gas	2.233	2.079
Ingresos Regulados de Distribución de Electricidad	2.231	2.054
Otras Ventas y Prestaciones de Servicios	641	639
Total	19.556	18.313

El ingreso regulado de la actividad de distribución durante el ejercicio 2017 ha ascendido a 2.231 millones de euros y se ha estimado teniendo en consideración la propuesta de Orden Ministerial cuya tramitación ha iniciado el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (véase Nota 4).

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el detalle de las ventas a clientes externos de las principales áreas geográficas determinado en función de la ubicación geográfica del cliente es el siguiente:

Millones de Euros	2017	2016
España	17.659	16.645
Portugal	1.068	856
Francia	435	354
Alemania	226	178
Reino Unido	14	7
Holanda	63	63
Otros	91	210
Total	19.556	18.313

25.2. Otros ingresos de explotación

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2017 y 2016 es el siguiente:

Millones de Euros	2017	2016
Variación Derivados Materias Energéticas	158	324
Imputación a Resultados de Subvenciones ¹	183	176
Prestación de Servicios en Instalaciones	10	8
Otros	150	158
Total	501	666

¹ Incluye las subvenciones de capital e instalaciones cedidas traspasadas a resultados por importe de 175 millones de euros en el ejercicio 2017 (173 millones de euros en el ejercicio 2016) (véase Nota 16).

26. Aprovisionamientos y servicios

26.1. Compras de energía

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2017 y 2016 es el siguiente:

Millones de Euros	2017	2016
Compras	4.933	4.056
Electricidad	3.261	2.617
Materias Energéticas	1.672	1.437
Carbón	—	51
Gas	1.672	1.386
Otros Combustibles	—	2
Total	4.933	4.056

26.2. Consumo de combustibles

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2017 y 2016 es el siguiente:

Millones de Euros	2017	2016
Consumos	2.294	1.652
Materias Energéticas	2.294	1.652
Carbón	909	670
Combustible Nuclear	137	140
Fuel	836	652
Gas	412	190
Total	2.294	1.652

26.3. Otros aprovisionamientos variables y servicios

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2017 y 2016 es el siguiente:

Millones de Euros	2017	2016
Variación Derivados Materias Energéticas	182	270
Canon e Impuestos Medioambientales	642	498
Derecho de Emisión de Dióxido de Carbono (CO ₂)	214	188
Tasa Ocupación Vía Pública / Alumbrado	162	188
Tratamiento de Residuos Radioactivos	182	179
Otros Gastos Variables	308	483
Total	1.690	1.806

En el ejercicio 2017 la Sociedad ha procedido a reconocer el ingreso de las cantidades abonadas en concepto de Bono Social de los años 2014, 2015 y 2016, registrando, en el Estado del Resultado Consolidado, un importe de 222 millones de euros en el epígrafe de «Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios» y 15 millones de euros en el epígrafe de «Ingreso Financiero», derivado del efecto financiero de los intereses legales, los cuales ya han sido cobrados en su totalidad a la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas (véanse Notas 4 y 30).

27. Gastos de personal

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2017 y 2016 es el siguiente:

Millones de Euros	Notas	2017	2016
Sueldos y Salarios		676	674
Aportaciones a Planes de Pensiones	17.1	64	56
Provisiones por Planes de Reestructuración de Plantilla		(8)	209
Provisión por Expedientes de Regulación de Empleo	17.2.1	(4)	2
Provisión por Suspensión de Contratos	17.2.2	(4)	207
Otros Gastos de Personal y Cargas Sociales		185	189
Total		917	1.128

28. Otros gastos fijos de explotación

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2017 y 2016 es el siguiente:

Millones de Euros	Notas	2017	2016
Reparaciones y Conservación		348	357
Primas de Seguros		59	58
Servicios de Profesionales Independientes y Servicios Externalizados		72	58
Arrendamientos y Cánones	9.2	44	43
Tributos y Tasas		130	106
Gastos de Viajes		22	20
Otros Gastos Fijos de Explotación		576	567
Total		1.251	1.209

29. Amortizaciones y pérdidas por deterioro

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2017 y 2016 es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	2017	2016
Dotación Amortización Inmovilizado Material	6	1.200	1.208
Dotación Pérdidas por Deterioro Inmovilizado Material e Inversiones Inmobiliarias	6 y 7	(13)	22
Dotación Amortización Activo Intangible	8	150	138
Dotación Pérdidas por Deterioro Activo Intangible	8	(8)	(5)
Dotación Provisiones para Insolvencias y otros	13, 19.4.1 y 34.2	182	104
Total		1.511	1.467

30. Resultado financiero neto

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2017 y 2016 es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	2017	2016
Ingresos Financieros		40	36
Ingresos de Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes		—	1
Ingresos por otros Activos Financieros		1	13
Otros Ingresos Financieros	26.3	39	22
Gastos Financieros		(172)	(219)
Por Deuda	19.4.2	(133)	(133)
Por Provisiones	172.1, 172.2 y 173	(25)	(70)
Gastos Financieros Activados	3a.1 y 3i.1	8	9
Gasto por Obligaciones Post-empleo	171	(18)	(21)
Otros Gastos Financieros		(4)	(4)
Ingresos Financieros por Instrumentos Financieros Derivados		11	8
Ingresos por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados		5	4
Ingresos por Coberturas de Valor Razonable		3	3
Ingresos por Valoración de Instrumentos Financieros a Valor Razonable		3	1
Gastos Financieros por Instrumentos Financieros Derivados		(6)	(3)
Gastos por Coberturas de Flujos de Efectivo		(6)	(2)
Gastos por Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados		2	—
Gastos por Coberturas de Valor Razonable		(2)	(1)
Gastos por Valoración de Instrumentos Financieros a Valor Razonable		—	—
Diferencias de Cambio		4	(4)
Positivas		22	28
Negativas		(18)	(32)
Resultado Financiero Neto		(123)	(182)

31. Resultado en ventas de activos

Durante los ejercicios 2017 y 2016 las principales transacciones formalizadas han sido las siguientes:

Millones de Euros

	Notas	2017	2016
Enajenaciones en Participaciones Empresas del Grupo		13	—
Aquila Solar, S.L., Cefeidas Desarrollo Solar, S.L., Cephei Desarrollo Solar, S.L., Desarrollo Photosolar, S.L., Fotovoltaica Insular, S.L. y Sol de Media Noche Fotovoltaica, S.L.	2.5.1	4	—
Nueva Marina Real Estate, S.L.	2.3.1	9	—
Enajenaciones de Inmovilizados Materiales		7	9
Comisiones de Operaciones de Factoring	13.1	(27)	(25)
Otros Resultados	2.5	14	—
Total		7	(16)

32. Impuesto sobre Sociedades

El detalle de este epígrafe del Estado del Resultado Consolidado de los ejercicios 2017 y 2016 es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	2017	2016
Impuesto del Ejercicio Corriente		370	237
Impuesto del Ejercicio Diferido	22	54	57
Regularizaciones Años Anteriores		1	13
Provisiones Fiscales de Impuesto sobre Sociedades		2	(9)
Total		427	298

En el ejercicio 2016, con motivo de la toma de control en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) (véanse Notas 5.4, 11.1 y 22), se procedió a efectuar la reversión de un impuesto diferido de pasivo por importe de 81 millones de euros que ENDESA tenía registrado derivado de la existencia de ganancias no distribuidas por ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) generadas con posterioridad a la pérdida de control en dicha sociedad en el ejercicio 2010 y que cumplían con los requisitos para su reconocimiento.

Conciliación entre el resultado contable y el gasto por Impuesto sobre Sociedades

Durante los ejercicios 2017 y 2016 la conciliación entre el «Resultado Contable Después de Impuestos de Actividades Continuas» y el gasto por Impuesto sobre Sociedades es el siguiente:

Millones de Euros

	2017					
	Cuenta de Pérdidas y Ganancias	Tipo (%)	Ingresos y Gastos Directamente Imputados a Patrimonio Neto	Tipo (%)	Total	Tipo (%)
Resultado Contable Después de Impuestos	1.473		86		1.559	
Impuesto sobre Sociedades	427		21		448	
Resultado Contable Antes de Impuestos	1.900		107		2.007	
Impuesto Teórico	475	25,0	27	25,0	502	25,0
Diferencias Permanentes	(14)		(6)		(20)	
Efecto Resultados Netos por el Método de Participación	(8)	(0,4)	(1)	(0,9)	(9)	(0,4)
Pérdidas Fiscales no Registradas Contablemente	—	—	—	—	—	—
Beneficio Fiscal por la Reserva para Inversiones en Canarias (RIC)	(5)	(0,3)	—	—	(5)	(0,2)
Provisiones no Deducibles	(3)	(0,2)	—	—	(3)	(0,1)
Ajustes de Consolidación y Otros	2	0,1	(5)	(4,7)	(3)	(0,1)
Deducciones en Cuota Imputadas a Resultados del Ejercicio	(34)	(1,8)	—	—	(34)	(1,7)
Regularizaciones de Ejercicios Anteriores y Otros en Impuestos Diferidos	(3)	(0,2)	—	—	(3)	(0,1)
Impacto Fiscal en el Ejercicio	424	22,3	21	19,6	445	22,2

Millones de Euros

	2016					
	Cuenta de Pérdidas y Ganancias	Tipo (%)	Ingresos y Gastos Directamente Imputados a Patrimonio Neto	Tipo (%)	Total	Tipo (%)
Resultado Contable Después de Impuestos	1.412		(91)		1.321	
Impuesto sobre Sociedades	298		(21)		277	
Resultado Contable Antes de Impuestos	1.710		(112)		1.598	
Impuesto Teórico	427	25,0	(28)	(25,0)	399	25,0
Diferencias Permanentes	(80)		7		(73)	
Efecto Resultados Netos por el Método de Participación	(76)	(4,5)	(1)	(0,9)	(77)	(4,8)
Pérdidas Fiscales no Registradas Contablemente	1	0,1	—	—	1	0,1
Beneficio Fiscal por la Reserva para Inversiones en Canarias (RIC)	7	0,4	—	—	7	0,4
Provisiones no Deducibles	(4)	(0,2)	—	—	(4)	(0,3)
Ajustes de Consolidación y Otros	(8)	(0,5)	8	7,1	—	—
Deducciones en Cuota Imputadas a Resultados del Ejercicio	(34)	(2,0)	—	—	(34)	(2,1)
Regularizaciones de Ejercicios Anteriores y Otros en Impuestos Diferidos	(19)	(1,1)	—	—	(19)	(1,2)
Impacto Fiscal en el Ejercicio	294	17,2	(21)	(18,8)	273	17,1

Conciliación de la cuota líquida

Durante los ejercicios 2017 y 2016 la conciliación entre el gasto por Impuesto sobre Sociedades con la cuota líquida de las Actividades Continuas es la siguiente:

Millones de Euros

	Notas	2017		Total
		Cuenta de Pérdidas y Ganancias	Ingresos y Gastos Directamente Imputados a Patrimonio Neto	
Impacto Fiscal en el Ejercicio		424	21	445
Variación del Impuesto Diferido	22	(54)	(21)	(75)
Cuota Líquida de las Actividades Continuas		370	—	370

Millones de Euros

	Notas	2016		Total
		Cuenta de Pérdidas y Ganancias	Ingresos y Gastos Directamente Imputados a Patrimonio Neto	
Impacto Fiscal en el Ejercicio		294	(21)	273
Variación del Impuesto Diferido	22	(57)	21	(36)
Cuota Líquida de las Actividades Continuas		237	—	237

Desglose del gasto por Impuesto sobre Sociedades

Durante los ejercicios 2017 y 2016 el desglose del gasto por Impuesto sobre Sociedades es el siguiente:

Millones de Euros

	2017		
	Impuesto Corriente	Variación del Impuesto Diferido <small>(Nota 22)</small>	Total
Imputación a Pérdidas y Ganancias, de la cual:	370	54	424
Cuota Líquida de las Actividades Continuadas	370	—	370
Impuestos Diferidos	—	54	54
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	—	11	11
Dotaciones para Provisiones para Pensiones y Planes de Reestructuración de Plantilla	—	52	52
Otras Provisiones	—	1	1
Bases Imponibles Negativas	—	(36)	(36)
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	—	36	36
Amortización Fiscal Acelerada de Activos	—	(10)	(10)
Otros	—	—	—
Imputación a Patrimonio Neto, de la cual:	—	21	21
Dotaciones para Provisiones para Pensiones y Planes de Reestructuración de Plantilla	—	27	27
Otros	—	(6)	(6)
Impacto Fiscal en el Ejercicio	370	75	445

Millones de Euros

	2016		
	Impuesto Corriente	Variación del Impuesto Diferido <small>(Nota 22)</small>	Total
Imputación a Pérdidas y Ganancias, de la cual:	237	57	294
Cuota Líquida de las Actividades Continuadas	237	—	237
Impuestos Diferidos	—	57	57
Amortizaciones de Activos Materiales e Intangibles	—	42	42
Dotaciones para Provisiones para Pensiones y Planes de Reestructuración de Plantilla	—	67	67
Otras Provisiones	—	(50)	(50)
Bases Imponibles Negativas	—	—	—
Deducciones de Cuota Pendientes de Aplicar	—	82	82
Amortización Fiscal Acelerada de Activos	—	(10)	(10)
Otros	—	(74)	(74)
Imputación a Patrimonio Neto, de la cual:	—	(21)	(21)
Dotaciones para Provisiones para Pensiones y Planes de Reestructuración de Plantilla	—	(47)	(47)
Otros	—	26	26
Impacto Fiscal en el Ejercicio	237	36	273

A través del beneficio fiscal de la Reserva para Inversiones en Canarias (RIC) los sujetos pasivos del Impuesto sobre Sociedades tienen derecho, con los límites y requisitos previstos en la Ley 19/1994, de 6 de julio, de modificación del régimen económico y fiscal de Canarias y en su normativa de desarrollo, a una reducción en la base imponible de las cantidades que, con relación a sus establecimientos situados en Canarias, destinan de sus beneficios a la realización de determinadas inversiones.

Durante el ejercicio 2017 las deducciones en cuota imputadas a resultados han ascendido a 34 millones de euros, e incluyen 19 millones de euros en concepto de la bonificación por producción de bienes muebles corporales en Canarias y 8 millones de euros en concepto de deducciones por inversiones en activos fijos nuevos en Canarias (19 millones de euros y 10 millones de euros, respectivamente, en el ejercicio 2016).

33. Estado de flujos de efectivo

A 31 de diciembre de 2017, el importe de efectivo y otros medios líquidos equivalentes se ha situado en 399 millones de euros (418 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) (véase Nota 14).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, los flujos netos de efectivo de ENDESA, clasificados por actividades de explotación, inversión y financiación, han sido los siguientes:

Millones de Euros	Estado de Flujos de Efectivo ¹	
	2017	2016
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Explotación	2.438	2.995
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Inversión	(1.115)	(2.317)
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Financiación	(1.342)	(606)

33.1. Flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de explotación

En el ejercicio 2017 los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de explotación han ascendido a 2.438 millones de euros (2.995 millones de euros en el ejercicio 2016) y presentan el detalle que figura a continuación:

Millones de Euros	Notas	2017	2016
Resultado Bruto Antes de Impuestos e Intereses Minoritarios		1.900	1.710
Ajustes del Resultado:		1.579	1.840
Amortizaciones del Inmovilizado y Pérdidas por Deterioro	29	1.511	1.467
Otros Ajustes del Resultado (Neto)		68	373
Cambios en el Capital Corriente:		(370)	217
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar		(387)	(57)
Existencias		(241)	(162)
Activos Financieros Corrientes		(554)	336
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes		812	100
Otros Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación:		(671)	(772)
Cobro de Intereses		44	27
Cobro de Dividendos		27	22
Pagos de Intereses		(134)	(128)
Pagos de Impuesto sobre Sociedades		(350)	(346)
Otros Cobros y Pagos de las Actividades de Explotación		(258)	(347)
Flujos Netos de Efectivo de las Actividades de Explotación		2.438	2.995

Por lo que respecta a las variaciones de las distintas partidas que determinan los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de explotación:

- En el ejercicio 2017 los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de explotación incluyen la incorporación al perímetro de consolidación de ENEL Green Power España S.L.U. (EGPE) y Eléctrica del Ebro, S.A.U. por importe de 195 millones de euros y 6 millones de euros, respectivamente (65 millones de euros y 1 millón de euros, respectivamente en el ejercicio 2016 desde sus respectivas fechas de toma de control) (véanse Notas 5.4 y 5.5).
- Los cambios en el capital circulante entre ambos ejercicios por importe de 587 millones de euros como consecuencia, principalmente, de la reducción en los cobros

netos en 833 millones de euros correspondientes a las compensaciones por los sobrecostes de la generación de los Territorios No Peninsulares (TNP) (véanse Notas 4, 13, 19.11 y 23).

- Con carácter adicional, dichos cambios reflejan también el importe pendiente de cobro del Bono Social como consecuencia de la ejecución de diversas sentencias habidas al respecto (véanse Notas 4, 17.3, 26 y 30).
- Durante el ejercicio 2017 la Sociedad ha continuado también con su política activa de gestión del activo y pasivo circulante, enfocada, entre otros aspectos, en la mejora de procesos, la factorización de cobros (véase Nota 13) y acuerdos de alargamiento de plazos de pago con proveedores (véase Nota 23).

- La variación en otros cobros y pagos de las actividades de explotación en ambos periodos por importe de 89 millones de euros como consecuencia, principalmente, de los menores pagos por provisiones correspondientes a planes por reestructuración de plantilla (véase Nota 17.2).

33.2. Flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de inversión

Durante el ejercicio 2017 los flujos netos de efectivo aplicados a las actividades de inversión han ascendido a 1.115 millones de euros (2.317 millones de euros en el ejercicio 2016) y recogen, entre otros aspectos:

- Los pagos netos de efectivo aplicados a la adquisición de inmovilizado material y activo intangible por importe de 971 millones de euros (1.144 millones de euros en el ejercicio 2016) (véanse Notas 6, 8 y 16).
- Los pagos de las inversiones y/o cobros de las enajenaciones en participaciones en Empresas del Grupo tal y como se detallan a continuación:

Millones de Euros			
	Notas	2017	2016
Inversiones en Participaciones Empresas del Grupo		(2)	(1.196)
Operaciones Societarias Relacionadas con la Adjudicación de Capacidad Otorgada en las Subastas de Renovables	5.3	(1)	—
Eléctrica de Jafre, S.A.	5.2	(1)	—
ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE)	5.4	—	(1.178)
Eléctrica del Ebro, S.A.U.	5.5	—	(18)
Enajenaciones en Participaciones Empresas del Grupo		16	135
Aquila Solar, S.L., Cefidas Desarrollo Solar, S.L., Cephei Desarrollo Solar, S.L., Desarrollo Photosolar, S.L., Fotovoltaica Insular, S.L. y Sol de Media Noche Fotovoltaica, S.L.	2.5	16	—
Energía de La Loma, S.A. y Energías de la Mancha Eneman, S.A.	2.3.1	—	21
ENEL Insurance N.V.	2.5	—	114

33.3. Flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de financiación

En el ejercicio 2017 los flujos netos de efectivo aplicados a las actividades de financiación han ascendido a 1.342 millones de euros (606 millones de euros en el ejercicio 2016) e incluyen, principalmente, los siguientes aspectos:

- Las disposiciones de la siguiente deuda financiera no corriente:

Millones de Euros			
	Notas	2017	2016
Disposiciones de los Tramos B y C con el Banco Europeo de Inversiones (BEI)	18.2.2	300	—
Disposiciones de Líneas de Crédito		—	90
Otras Disposiciones		15	19
Total	18.1	315	109

- Las amortizaciones de la siguiente deuda financiera no corriente:

Millones de Euros			
		2017	2016
Amortizaciones de Bonos Emitidos por International ENDESA B.V.		(20)	—
Amortizaciones de Préstamos con Natixis		(21)	—
Reembolsos de Líneas de Crédito		—	(105)
Otras Amortizaciones		(33)	(13)
Total	18.1	(74)	(118)

- El pago de los siguientes dividendos:

Millones de Euros			
	Notas	2017	2016
Pago por Dividendos de la Sociedad Dominante	15.1.9	(1.411)	(1.086)
Pago por Dividendos a Intereses Minoritarios ¹		(4)	(3)

¹ Correspondientes a sociedades de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE).

→ El pago neto por importe de 3 millones de euros relativo a la adquisición de los intereses minoritarios en las sociedades Productor Regional de Energía Renovable, S.A. y Productor Regional de Energías Renovables III, S.A. (véase Notas 2.3.1).

El desglose del movimiento del valor nominal de la deuda financiera no corriente se detalla en la Nota 18.1.

34. Información por Segmentos

34.1. Criterios de segmentación

En el desarrollo de su actividad, la organización de ENDESA se articula sobre la base del enfoque prioritario a su negocio básico, constituido por la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, gas y servicios relacionados. Por tanto, la información financiera diferenciada, que el Comité Ejecutivo de Dirección de la Sociedad analiza para la toma de decisiones, es la información por Segmentos, e incluye:

- Generación, junto con la Comercialización;
- Distribución;
- Estructura, que recoge, fundamentalmente, los saldos y transacciones de las sociedades tenedoras de las participaciones o «Holding» y de las sociedades cuya actividad es la de financiación y prestación de servicios; y
- Ajustes y Eliminaciones de Consolidación, que incluye las eliminaciones y ajustes propios del proceso de consolidación de los Segmentos.

Dado que la organización societaria de ENDESA coincide, básicamente, con la de los Segmentos mencionados anteriormente, los repartos establecidos en la información por Segmentos que se presenta a continuación se basan en la información financiera de las sociedades que se integran en cada Segmento.

Las operaciones entre Segmentos forman parte del tráfico habitual en cuanto a su objeto y condiciones.

Durante los ejercicios 2017 y 2016, ENDESA no posee, en ninguno de los Segmentos, ningún cliente externo que represente el 10% o más de sus ingresos.

34.2. Información por Segmentos

La información por Segmentos referente a los Estados del Resultado Consolidados y a los Estados de Flujos de Efectivo Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2017 y 2016 y a los Estados de Situación Financiera Consolidados a 31 de diciembre de 2017 y 2016 es la siguiente:

34.2.1. Información por Segmentos: Estado del Resultado Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2017 y Estado de Situación Financiera a 31 de diciembre de 2017

Millones de Euros

	2017				Total
	Generación y Comercialización ¹	Distribución ²	Estructura	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	
INGRESOS	17.509	2.750	560	(762)	20.057
Ventas	17.223	2.492	541	(700)	19.556
Otros Ingresos de Explotación	286	258	19	(62)	501
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(14.725)	(160)	146	170	(14.569)
Compras de Energía	(4.933)	—	—	—	(4.933)
Consumo de Combustibles	(2.294)	—	—	—	(2.294)
Gastos de Transporte	(5.652)	—	—	—	(5.652)
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	(1.846)	(160)	146	170	(1.690)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	2.784	2.590	706	(592)	5.488
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	42	156	24	—	222
Gastos de Personal	(478)	(267)	(192)	20	(917)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(998)	(429)	(393)	569	(1.251)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	1.350	2.050	145	(3)	3.542
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(862)	(597)	(52)	—	(1.511)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	488	1.453	93	(3)	2.031
RESULTADO FINANCIERO	(132)	(96)	105	—	(123)
Ingreso Financiero	43	6	421	(419)	51
Gasto Financiero	(180)	(102)	(315)	419	(178)
Diferencias de Cambio Netas	5	—	(1)	—	4
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	(18)	3	—	—	(15)
Resultado de otras Inversiones	—	—	1.502	(1.502)	—
Resultado en Ventas de Activos	(24)	19	17	(5)	7
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	314	1.379	1.717	(1.510)	1.900
Impuesto sobre Sociedades	(41)	(331)	(56)	1	(427)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS	273	1.048	1.661	(1.509)	1.473
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	—	—	—	—	—
RESULTADO DEL EJERCICIO	273	1.048	1.661	(1.509)	1.473
Sociedad Dominante	263	1.048	1.661	(1.509)	1.463
Intereses Minoritarios	10	—	—	—	10

¹ Incluye dotaciones por deterioro del inmovilizado material (1 millón de euros) y dotación por deterioro de insolvencias comerciales (160 millones de euros) (véanse Notas 6 y 13).

² Incluye reversiones por deterioro del inmovilizado material (14 millones de euros), reversiones por deterioro de activos intangibles (8 millones de euros) y a la dotación por deterioro de insolvencias comerciales (22 millones de euros) (véanse Notas 6, 8 y 13).

	31 de diciembre de 2017				
	Generación y Comercialización	Distribución	Estructura	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	Total
ACTIVO					
Activo no Corriente	12.936	13.149	25.134	(25.712)	25.507
Inmovilizado Material	9.779	11.881	68	(1)	21.727
Inversiones Inmobiliarias	—	2	7	—	9
Activo Intangible	864	181	151	—	1.196
Fondo de Comercio <small>(Nota 10)</small>	379	76	4	—	459
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	186	19	—	—	205
Activos Financieros no Corrientes	1.078	665	24.759	(25.733)	769
Activos por Impuesto Diferido	650	325	145	22	1.142
Activo Corriente	4.387	1.319	1.977	(2.153)	5.530
Existencias	1.191	76	—	—	1.267
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	2.647	956	478	(981)	3.100
Activos Financieros Corrientes	366	281	1.289	(1.172)	764
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	183	6	210	—	399
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	—	—	—	—	—
TOTAL ACTIVO	17.323	14.468	27.111	(27.865)	31.037
PATRIMONIO NETO Y PASIVO					
Patrimonio Neto	4.350	2.328	17.367	(14.812)	9.233
De la Sociedad Dominante	4.218	2.323	17.367	(14.812)	9.096
De los Intereses Minoritarios	132	5	—	—	137
Pasivo no Corriente	8.526	10.076	6.572	(10.905)	14.269
Ingresos Diferidos	50	4.704	—	(24)	4.730
Provisiones no Corrientes	1.889	1.020	369	104	3.382
Deuda Financiera no Corriente	5.694	3.564	6.133	(10.977)	4.414
Otros Pasivos no Corrientes	193	450	13	(10)	646
Pasivos por Impuesto Diferido	700	338	57	2	1.097
Pasivo Corriente	4.447	2.064	3.172	(2.148)	7.535
Deuda Financiera Corriente	319	4	1.823	(1.168)	978
Provisiones Corrientes	309	60	55	1	425
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	3.819	2.000	1.294	(981)	6.132
Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	—	—	—	—	—
Total Patrimonio Neto y Pasivo	17.323	14.468	27.111	(27.865)	31.037

34.2.2. Información por Segmentos: Estado del Resultado Consolidado correspondiente al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2016 y Estado de Situación Financiera a 31 de diciembre de 2016

Millones de Euros

	2016				Total
	Generación y Comercialización ¹	Distribución ²	Estructura	Ajustes y Eliminaciones de Consolidación	
INGRESOS	16.628	2.538	342	(529)	18.979
Ventas	16.190	2.268	252	(397)	18.313
Otros Ingresos de Explotación	438	270	90	(132)	666
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(13.284)	(139)	(141)	237	(13.327)
Compras de Energía	(4.055)	(1)	—	—	(4.056)
Consumo de Combustibles	(1.652)	—	—	—	(1.652)
Gastos de Transporte	(5.812)	—	—	(1)	(5.813)
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	(1.765)	(138)	(141)	238	(1.806)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	3.344	2.399	201	(292)	5.652
Trabajos Realizados por el Grupo para su Activo	8	106	3	—	117
Gastos de Personal	(544)	(321)	(263)	—	(1.128)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(958)	(396)	(116)	261	(1.209)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	1.850	1.788	(175)	(31)	3.432
Amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(785)	(657)	(24)	(1)	(1.467)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1.065	1.131	(199)	(32)	1.965
RESULTADO FINANCIERO	(154)	(123)	95	—	(182)
Ingreso Financiero	45	4	306	(311)	44
Gasto Financiero	(194)	(127)	(212)	311	(222)
Diferencias de Cambio Netas	(5)	—	1	—	(4)
Resultado Neto de Sociedades por el Método de Participación	(68) ³	3	6	—	(59)
Resultado de otras Inversiones	(1)	2	1.593	(1.592)	2
Resultado en Ventas de Activos	(20)	7	—	(3)	(16)
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	822	1.020	1.495	(1.627)	1.710
Impuesto sobre Sociedades	(70)	(249)	26	(5)	(298)
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES CONTINUADAS	752	771	1.521	(1.632)	1.412
RESULTADO DESPUÉS DE IMPUESTOS DE ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	—	—	—	—	—
RESULTADO DEL EJERCICIO	752	771	1.521	(1.632)	1.412
Sociedad Dominante	751	771	1.522	(1.633)	1.411
Intereses Minoritarios	1	—	(1)	1	1

¹ Incluye los resultados generados por ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) desde su toma de control el 27 de julio de 2016 (véanse Notas 5.4 y 11.1). Asimismo, incluye reversiones por deterioro del inmovilizado material (7 millones de euros) y dotación por deterioro de insolvencias comerciales (101 millones de euros) (véanse Notas 6 y 13).

² Incluye dotaciones por deterioro del inmovilizado material (29 millones de euros), reversiones por deterioro de activos intangibles (5 millones de euros) y dotación por deterioro de insolvencias comerciales (3 millones de euros) (véanse Notas 6, 8 y 13).

³ Incluye el registro de un deterioro por importe de 72 millones de euros (véanse Notas 5.4 y 11.1).

31 de diciembre de 2016

	Generación y Comercializa- ción	Distribución	Estructura	Ajustes y Eliminaciones de Consolida- ción	Total
ACTIVO					
Activo no Corriente	13.562	12.922	25.421	(26.380)	25.525
Inmovilizado Material	10.073	11.809	11	(2)	21.891
Inversiones Inmobiliarias	—	3	17	—	20
Activo Intangible	901	150	121	—	1.172
Fondo de Comercio <small>(Nota 5.4)</small>	296	2	—	—	298
Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación	186	22	—	—	208
Activos Financieros no Corrientes <small>(Nota 5.4)</small>	1.478	528	25.105	(26.399)	712
Activos por Impuesto Diferido	628	408	167	21	1.224
Activo Corriente	4.080	1.219	2.726	(2.590)	5.435
Existencias	1.154	48	—	—	1.202
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	2.680	888	1.135	(1.251)	3.452
Activos Financieros Corrientes	68	276	1.358	(1.339)	363
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes	178	7	233	—	418
Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	—	—	—	—	—
TOTAL ACTIVO	17.642	14.141	28.147	(28.970)	30.960
PATRIMONIO NETO Y PASIVO					
Patrimonio Neto	4.858	1.619	17.423	(14.812)	9.088
De la Sociedad Dominante	4.725	1.615	17.425	(14.813)	8.952
De los Intereses Minoritarios	133	4	(2)	1	136
Pasivo no Corriente	8.011	10.467	7.454	(11.581)	14.351
Ingresos Diferidos	50	4.689	—	(27)	4.712
Provisiones no Corrientes ¹	2.067	1.135	406	106	3.714
Deuda Financiera no Corriente	5.028	3.862	6.986	(11.653)	4.223
Otros Pasivos no Corrientes	166	434	10	(9)	601
Pasivos por Impuesto Diferido	700	347	52	2	1.101
Pasivo Corriente	4.773	2.055	3.270	(2.577)	7.521
Deuda Financiera Corriente	429	5	2.048	(1.338)	1.144
Provisiones Corrientes	440	69	58	—	567
Acreedores Comerciales y otros Pasivos Corrientes	3.904	1.981	1.164	(1.239)	5.810
Pasivos Asociados con Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y de Actividades Interrumpidas	—	—	—	—	—
Total Patrimonio Neto y Pasivo	17.642	14.141	28.147	(28.970)	30.960

34.2.3. Información por Segmentos: Estados de Flujos de Efectivo Consolidados correspondientes a los ejercicios anuales terminados a 31 de diciembre de 2017 y 2016

Millones de Euros

Estado de Flujos de Efectivo	2017			
	Generación y Comercialización	Distribución	Estructura, Servicios y Ajustes	Total ¹
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Explotación	725	1.437	276	2.438
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Inversión	(29)	(701)	(385)	(1.115)
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Financiación	(690)	(737)	85	(1.342)

¹ Véase Nota 33.

Millones de Euros

Estado de Flujos de Efectivo	2016			
	Generación y Comercialización	Distribución	Estructura, Servicios y Ajustes	Total ¹
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Explotación	1.738	1.011	246	2.995
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Inversión	(2.268)	(477)	428	(2.317)
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Financiación	506	(531)	(581)	(606)

¹ Véase Nota 33.

35. Saldos y transacciones con partes vinculadas

Partes vinculadas son aquellas sobre las que ENDESA, directa o indirectamente a través de una o más sociedades intermediarias, ejerce control o control conjunto, tiene una influencia significativa o es personal clave de la Dirección de ENDESA.

Constituyen personal clave de la Dirección de ENDESA aquellas personas que tienen autoridad y responsabilidad para planificar, dirigir y controlar las actividades de ENDESA, ya sea directa o indirectamente, incluido cualquier miembro del Consejo de Administración.

Las operaciones entre la Sociedad y sus Sociedades Dependientes y de Operación Conjunta, que son partes vinculadas, forman parte del tráfico habitual de la Sociedad en cuanto a su objeto y condiciones y han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta Nota.

A efectos de la información incluida en esta Nota se han considerado accionistas significativos de la Sociedad, a todas las empresas que componen el Grupo ENEL y que no se integran en los Estados Financieros Consolidados de ENDESA.

En el ejercicio 2017 el importe de las operaciones realizadas con otras partes vinculadas a determinados miembros del Consejo de Administración de la Sociedad no supera globalmente 14 millones de euros y corresponde a operaciones del tráfico habitual de la Sociedad y que han sido realizadas, en todos los casos, en condiciones de mercado (12 millones de euros en el ejercicio 2016).

Todas las operaciones con partes vinculadas se realizan con arreglo a los términos y condiciones habituales de mercado.

35.1. Gastos e ingresos y otras transacciones

Durante los ejercicios 2017 y 2016 los saldos y operaciones relevantes realizadas con partes vinculadas, han sido las siguientes:

35.1.1. Gastos e ingresos

Millones de Euros					
	2017				
	Accionistas Significativos	Administradores y Alta Dirección	Personas, Sociedades o Entidades de ENDESA	Otras Partes Vinculadas	Total
Gastos Financieros	94	—	—	—	94
Contratos de Gestión o Colaboración	20	—	—	—	20
Transferencias de I+D y Acuerdos sobre Licencias	—	—	—	—	—
Arrendamientos	—	—	—	—	—
Recepción de Servicios	36	—	—	12	48
Compra de Bienes (Terminados o en Curso)	264	—	—	—	264
Correcciones Valorativas por Deudas Incobrables o de Dudoso Cobro	—	—	—	—	—
Pérdidas por Baja o Enajenación de Activos	—	—	—	—	—
Otros Gastos	181	—	—	—	181
Total Gastos	595	—	—	12	607
Ingresos Financieros	1	—	—	—	1
Contratos de Gestión o Colaboración	1	—	—	—	1
Transferencias de I+D y Acuerdos sobre Licencias	—	—	—	—	—
Dividendos Recibidos	—	—	—	—	—
Arrendamientos	1	—	—	—	1
Prestación de Servicios	14	—	—	2	16
Venta de Bienes (Terminados o en Curso)	42	—	—	—	42
Beneficios por Baja o Enajenación de Activos	—	—	—	—	—
Otros Ingresos ¹	61	—	—	—	61
Total Ingresos	120	—	—	2	122

¹ Incluye 11 millones de euros registrados en «Otro Resultado Global».

Millones de Euros

	2016				Total
	Accionistas Significativos	Administradores y Alta Dirección	Personas, Sociedades o Entidades de ENDESA	Otras Partes Vinculadas	
Gastos Financieros	93	—	—	—	93
Contratos de Gestión o Colaboración	42	—	—	—	42
Transferencias de I+D y Acuerdos sobre Licencias	—	—	—	—	—
Arrendamientos	—	—	—	—	—
Recepción de Servicios	156	—	—	9	165
Compra de Bienes (Terminados o en Curso)	188	—	—	—	188
Correcciones Valorativas por Deudas Incobrables o de Dudoso Cobro	—	—	—	—	—
Pérdidas por Baja o Enajenación de Activos	—	—	—	—	—
Otros Gastos	189	—	—	—	189
Total Gastos	668	—	—	9	677
Ingresos Financieros	—	—	—	—	—
Contratos de Gestión o Colaboración	6	—	—	—	6
Transferencias de I+D y Acuerdos sobre Licencias	—	—	—	—	—
Dividendos Recibidos	—	—	—	—	—
Arrendamientos	5	—	—	—	5
Prestación de Servicios	9	—	—	2	11
Venta de Bienes (Terminados o en Curso)	68	—	—	—	68
Beneficios por Baja o Enajenación de Activos	—	—	—	—	—
Otros Ingresos ¹	102	—	—	—	102
Total Ingresos	190	—	—	2	192

¹ Incluye 29 millones de euros registrados en «Otro Resultado Global».

Durante los ejercicios 2017 y 2016 las transacciones con partes vinculadas incluidas en el apartado «Otros Gastos» han sido las siguientes:

Millones de Euros

	Notas	2017	2016
Variaciones Negativas en el Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados de Electricidad y otros Productos Energéticos		112	54
Compras de Energía		69	66
Resultados Negativos Aportados por la Participación del 40% en ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) Contabilizada por el Método de Participación hasta la Fecha de su Toma de Control	2.3.1, 2.4, 5.4 y 11.1	—	69
Total		181	189

Durante los ejercicios 2017 y 2016 las transacciones con partes vinculadas incluidas en el apartado «Otros Ingresos» han sido las siguientes:

Millones de Euros

	Notas	2017	2016
Variaciones Positivas en el Valor Razonable de Instrumentos Financieros Derivados de Electricidad y otros Productos Energéticos		55	94
Ventas de Energía		6	2
Resultados Positivos Aportados por ENEL Insurance N.V. hasta la fecha de su Venta	2.5.2 y 11.2	—	6
Total		61	102

35.1.2. Otras transacciones

Millones de Euros

	2017					Total
	Notas	Accionistas Significativos	Administradores y Alta Dirección	Personas, Sociedades o Entidades de ENDESA	Otras Partes Vinculadas	
Actividades Continuas						
Compra de Activos Materiales, Intangibles u otros Activos	5.1	353	—	—	—	353
Acuerdos de Financiación(Prestamista)		—	1	—	—	1
Contratos de Arrendamiento Financiero (Arrendador)		—	—	—	—	—
Amortización o Cancelación de Créditos y Contratos de Arrendamiento (Arrendador)		—	—	—	—	—
Venta de Activos Materiales, Intangibles y otros Activos		—	—	—	—	—
Acuerdos de Financiación (Prestatario)	18.2.2	3.000	—	—	—	3.000
Contratos de Arrendamiento Financiero (Arrendatario)		—	—	—	—	—
Amortización o Cancelación de Créditos y Contratos de Arrendamiento (Arrendatario)		—	—	—	—	—
Garantías y Avales Prestados		—	7	—	—	7
Garantías y Avales Recibidos	12.2	114	—	—	—	114
Compromisos Adquiridos	6.1 y 12.1	118	—	—	—	118
Compromisos / Garantías Canceladas		—	—	—	—	—
Dividendos y otros Beneficios Distribuidos	15.1.9	989	—	—	—	989
Otras Operaciones		—	—	—	—	—

Millones de Euros

	2016					Total
	Notas	Accionistas Significativos	Administradores y Alta Dirección	Personas, Sociedades o Entidades de ENDESA	Otras Partes Vinculadas	
Actividades Continuas		—	—	—	—	—
Compra de Activos Materiales, Intangibles u otros Activos		224	—	—	—	224
Acuerdos de Financiación(Prestamista)		—	—	—	—	—
Contratos de Arrendamiento Financiero (Arrendador)		—	—	—	—	—
Amortización o Cancelación de Créditos y Contratos de Arrendamiento (Arrendador)		—	—	—	—	—
Venta de Activos Materiales, Intangibles y otros Activos		—	—	—	—	—
Acuerdos de Financiación (Prestatario)	18.2.2	3.000	—	—	—	3.000
Contratos de Arrendamiento Financiero (Arrendatario)		—	—	—	—	—
Amortización o Cancelación de Créditos y Contratos de Arrendamiento (Arrendatario)		200	—	—	—	200
Garantías y Avales Prestados		—	7	—	—	7
Garantías y Avales Recibidos	12.2	130	—	—	—	130
Compromisos Adquiridos	6.1 y 12.1	133	—	—	—	133
Compromisos / Garantías Canceladas		—	—	—	—	—
Dividendos y otros Beneficios Distribuidos	15.1.9	761	—	—	—	761
Otras Operaciones		—	—	—	—	—

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 los saldos más relevantes de otras transacciones con partes vinculadas son los siguientes:

- Compra de activos materiales, intangibles u otros activos: en el ejercicio 2017 se incluyen 246 millones de euros correspondientes a la adquisición de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) (véase Nota 5.1).
- Acuerdos de Financiación (Prestatario): Saldo vivo del préstamo intercompañía suscrito con ENEL Finance International N.V. por importe de 3.000 millones de euros.
- Línea de crédito comprometida e irrevocable con ENEL Finance International N.V. por importe de 1.000 millones de euros, que fue renovada a 30 de junio de 2017 y de la que no había importe dispuesto a dichas fechas (véase Nota 18.2.2).
- Línea de crédito intercompañía no comprometida con ENEL Finance International N.V. por importe de 1.500 millones de euros, que fue renovada a 28 de diciembre de 2017 y de la que no había importe dispuesto a dichas fechas (véase Nota 18.2.2).
- Garantías y avales recibidos: Garantía recibida de ENEL, S.p.A. por importe de 137 millones de dólares estadounidenses (USD) (aproximadamente 114 millones de euros a 31 de diciembre de 2017 y 130 millones de euros a 31

de diciembre de 2016) para el cumplimiento del contrato para la compra de gas natural licuado (GNL) a Corpus Christi Liquefaction, LLC (véase Nota 12.2).

- Compromisos adquiridos: Incluye la adquisición comprometida de contadores de telegestión por importe de 53 millones de euros (véase Nota 6.1), así como compromisos de compra de existencias de derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) por importe de 65 millones de euros (véase Nota 12.1) (115 millones de euros y 18 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2016).
- Dividendos y otros beneficios distribuidos: Importe de los dividendos abonados a ENEL Iberia, S.L.U. en ambos ejercicios (véase Nota 15.1.9).

Durante los ejercicios 2017 y 2016, los Administradores, o personas actuando por cuenta de éstos no han realizado operaciones con la Sociedad, o con otras de sus Sociedades Dependientes, ajenas a su tráfico ordinario o al margen de las condiciones de mercado.

35.1.3. Otra información

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 los saldos con los Accionistas Significativos son los siguientes:

Millones de Euros

	Notas	31 de diciembre de 2017	% s/ Estado de Situación Financiera Consolidado	31 de diciembre de 2016	% s/ Estado de Situación Financiera Consolidado
Activos Financieros no Corrientes		40	6	30	5
Clientes por Ventas y Prestación de Servicios y Otros Deudores	13	167	5	396	13
Activos por Impuesto sobre Sociedades Corrientes	3n	184	83	366	92
Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes		—	—	—	—
ACTIVO		391	1	792	3
Deuda Financiera no Corriente	18.2.2	3.000	68	3.006	71
Otros Pasivos no Corrientes		22	3	8	1
Deuda Financiera Corriente		—	—	—	—
Proveedores y otros Acreedores	15.1.9	1.078	18	971	18
Pasivos por Impuesto sobre Sociedades Corrientes	3n	163	96	317	95
PASIVO		4.263	14	4.302	14

35.2. Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de los clientes por ventas y prestación de servicios, créditos y avales concedidos a Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta es el siguiente:

Millones de Euros

	Notas	Sociedades Asociadas		Negocios Conjuntos		Operación Conjunta	
		31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2017	31 de diciembre de 2016
Cientes por Ventas y Prestación de Servicios	13	5	3	1	—	—	—
Créditos	19.1.1	67	68	—	—	4	4
Avales Concedidos		—	—	—	—	—	—

Durante los ejercicios 2017 y 2016 las transacciones realizadas con Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta, no eliminadas en el proceso de consolidación, han sido las siguientes:

Millones de Euros

	Sociedades Asociadas		Negocios Conjuntos		Operación Conjunta	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Ingresos	2	—	1	1	—	—
Gastos	(13)	(1)	(23)	(23)	(38)	(49)

La remuneración máxima global y anual, para todo el Consejo y por los conceptos anteriores, será la que determine la Junta General de Accionistas, y permanecerá vigente hasta que ésta no acuerde su modificación.

Corresponderá al propio Consejo la fijación de la cantidad exacta a abonar en cada ejercicio dentro del límite fijado por la Junta General de Accionistas y la distribución de dicho importe entre los conceptos anteriores y entre los administradores en la forma, momento y proporción que libremente determine, considerando las funciones y responsabilidades atribuidas a cada Consejero, la pertenencia a Comités del Consejo y las demás circunstancias objetivas que considere relevantes.

Sin perjuicio de lo anterior, se señala en el artículo 30 del Reglamento del Consejo de Administración que los Consejeros, con independencia de su calificación, podrán renunciar al derecho a percibir la remuneración en concepto de asignación fija mensual y/o dietas de asistencia del Consejo de Administración, Comisión Ejecutiva y/o Comités.

Además, la cuantía de las dietas de asistencia será, como máximo, el importe que, de conformidad con los párrafos anteriores, se determine como asignación fija mensual. El Consejo de Administración podrá, dentro de este límite, establecer la cuantía de las dietas.

35.3. Administradores y Alta Dirección

35.3.1. Retribución del Consejo de Administración

El artículo 41º de los Estatutos Sociales establece que «la remuneración de los administradores por su condición de tal se compone de los siguientes conceptos: asignación fija mensual y dietas de asistencia a cada sesión de los órganos de administración de la sociedad y sus comités.

Las retribuciones previstas en el apartado precedente, derivadas de la pertenencia al Consejo de Administración, serán compatibles con las demás remuneraciones, indemnizaciones, aportaciones a sistemas de previsión social o cualesquiera otros conceptos retributivos profesionales o laborales que correspondan a los Consejeros por cualesquiera otras funciones ejecutivas o de asesoramiento que, en su caso, desempeñen para la sociedad distintas de las de supervisión y decisión colegiada propias de su condición de Consejeros, las cuales se someterán al régimen legal que les fuere aplicable.

Sin perjuicio de las retribuciones anteriormente mencionadas, la retribución de los Consejeros Ejecutivos también podrá consistir en la entrega de acciones o de derechos de opción sobre las mismas o en cantidades referenciadas al valor de las acciones. La aplicación de esta modalidad de retribución requerirá el acuerdo de la Junta General de Accionistas, expresando, en su caso, el número máximo de acciones que se podrán asignar en cada ejercicio a este sistema de remuneración, el precio de ejercicio o el sistema de cálculo del precio de ejercicio de las opciones sobre acciones, el valor de las acciones que, en su caso, se tome como referencia, el plazo de duración del Plan y las demás condiciones que estime oportunas.»

Así, los miembros del Consejo de Administración de ENDESA, S.A. han percibido retribuciones en su condición de Consejeros de la Sociedad:

- Durante el ejercicio 2017 la asignación fija mensual para cada Consejero ha sido de 15,6 miles de euros brutos.
- Durante el ejercicio 2016 la asignación fija mensual para cada Consejero fue de 15,6 miles de euros brutos. No obstante, en el ejercicio 2016 se incrementó la asignación fija mensual de los cargos de Presidente del Comité

de Auditoría y Cumplimiento (CAC) y del Comité de Nominamientos y Retribuciones (CNR) en 1 miles de euros brutos mensuales y la del Consejero Coordinador en 2,1 miles de euros brutos mensuales.

- La dieta por asistencia a las reuniones del Consejo de Administración, Comisión Ejecutiva, Comité de Nominamientos y Retribuciones (CNR), y Comité de Auditoría y Cumplimiento, ascendió a 1,5 miles de euros brutos cada una durante los ejercicios 2017 y 2016.
- Asimismo, los miembros del Consejo de Administración, Consejeros Ejecutivos, por el desempeño de funciones en la Sociedad distintas a las de Consejero, perciben una remuneración conforme a la estructura salarial de la Alta Dirección de ENDESA y cuyos principales componentes son:
 - > Retribución Fija Anual: Compensación en metálico de carácter mensual ligada a la complejidad y responsabilidad de las funciones encomendadas.
 - > Retribución Variable a Corto Plazo: Retribución en efectivo no garantizada sujeta al cumplimiento de objetivos anuales fijados a través de los sistemas de evaluación establecidos en la Sociedad.
 - > Retribución Variable a Largo Plazo: Retribución en efectivo no garantizada sujeta al cumplimiento de objetivos plurianuales.
 - > Beneficios y otras Prestaciones Sociales: Retribución, normalmente de carácter no monetario, que se percibe de acuerdo a ciertos requisitos o condiciones especiales determinados voluntaria, legal, contractual o convencionalmente.

Retribución fija

Durante los ejercicios 2017 y 2016 la retribución fija anual de los Consejeros, en función del cargo ostentado en cada caso, ha sido la siguiente:

Miles de Euros	2017		2016	
	Sueldo	Remuneración Fija	Sueldo	Remuneración Fija
	D. Borja Prado Eulate	1.132	188	1.132
D. Francesco Starace	—	—	—	—
D. José Bogas Gálvez	737	—	700	—
D. Alejandro Echevarría Busquet ¹	—	188	—	197
D. Livio Gallo ²	—	—	—	—
D. Alberto de Paoli	—	—	—	—
D ^a . Helena Revoredo Delvecchio	—	188	—	188
D. Miquel Roca Junyent ³	—	225	—	225
D. Enrico Viale	—	—	—	—
D. Ignacio Garralda Ruiz de Velasco ⁴	—	200	—	191
D. Francisco de Lacerda	—	188	—	188
D ^a Maria Patrizia Grieco ⁵	—	128	—	—
Total	1.869	1.305	1.832	1.177

¹ Presidente del Comité de Nombramientos y Retribuciones (CNR) hasta septiembre de 2016.

² Causó baja en abril de 2017.

³ Consejero Coordinador. Presidente del Comité de Auditoría y Cumplimiento (CAC) hasta septiembre de 2016. Presidente del Comité de Nombramientos y Retribuciones (CNR) desde octubre de 2016.

⁴ Presidente del Comité de Auditoría y Cumplimiento (CAC) desde octubre de 2016.

⁵ Causó alta en abril de 2017.

Retribución variable

Durante los ejercicios 2017 y 2016 las retribuciones variables del Presidente y del Consejero Delegado, en el desempeño de sus funciones ejecutivas, han sido las siguientes:

Miles de Euros	2017		2016	
	Corto Plazo	Largo Plazo	Corto Plazo	Largo Plazo
	D. Borja Prado Eulate	783	1.023	822
D. José Bogas Gálvez	497	846	522	705
Total	1.280	1.869	1.344	1.558

Dietas

Durante los ejercicios 2017 y 2016 las dietas de asistencia a cada una de las sesiones del Consejo de Administración y a sus Comités han sido las siguientes:

Miles de Euros

	2017		2016	
	ENDESA, S.A.	Otras Sociedades	ENDESA, S.A.	Otras Sociedades
D. Borja Prado Eulate	18	—	18	—
D. Francesco Starace	—	—	—	—
D. José Bogas Gálvez	—	—	—	—
D. Alejandro Echevarría Busquet ¹	37	—	47	—
D. Livio Gallo ²	—	—	—	—
D. Alberto de Paoli	—	—	—	—
D ^a . Helena Revoredo Delvecchio	37	—	42	—
D. Miquel Roca Junyent ³	45	—	51	—
D. Enrico Viale	—	—	—	—
D. Ignacio Garralda Ruiz de Velasco ⁴	46	—	51	—
D. Francisco de Lacerda	46	—	51	—
D ^a . Maria Patrizia Grieco ⁵	13	—	—	—
Total	242	—	260	—

¹ Presidente del Comité de Nombramientos y Retribuciones (CNR) hasta septiembre de 2016.

² Causó baja en abril de 2017.

³ Consejero Coordinador. Presidente del Comité de Auditoría y Cumplimiento (CAC) hasta septiembre de 2016. Presidente del Comité de Nombramientos y Retribuciones (CNR) desde octubre de 2016.

⁴ Presidente del Comité de Auditoría y Cumplimiento (CAC) desde octubre de 2016.

⁵ Causó alta en abril de 2017.

Otros conceptos

Los Consejeros Ejecutivos, al igual que el resto de Altos Directivos, tienen establecido como remuneración en especie, entre otros, una póliza colectiva de asistencia sanitaria con subvención del 100% del coste de la cuota del titular y familiares dependientes, la asignación de automóvil de empresa en régimen de renting, así como el beneficio de suministro de energía eléctrica a tarifa de empleado.

Durante el ejercicio 2017 el conjunto ha sumado un importe de 86 miles de euros (89 miles de euros en el ejercicio 2016).

Anticipos y préstamos

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 los Consejeros Ejecutivos tienen préstamos por importe de 396 miles de euros, de los

que 230 miles de euros corresponden a préstamos con un interés medio del 0,402% y 166 miles de euros a préstamos sin intereses (la subvención de intereses se considera retribución en especie).

La amortización del principal se efectuará durante la vida laboral, procediendo a su cancelación total en el momento de causar baja en la empresa.

Fondos y planes de pensiones: aportaciones

Durante el ejercicio 2017 la aportación a fondos y planes de pensiones de los Consejeros Ejecutivos ha ascendido a 600 miles de euros (592 miles de euros en el ejercicio 2016).

Fondos y planes de pensiones: obligaciones contraídas

A 31 de diciembre de 2017 los Consejeros Ejecutivos tienen derechos acumulados en fondos y planes de pensiones por importe de 12.815 miles de euros (11.741 miles de euros a 31 de diciembre de 2016).

Primas de seguros de vida y accidentes

Los Consejeros Ejecutivos tienen suscrito a través de la Sociedad un seguro de vida y accidentes que garantiza determinados capitales y/o rentas en función de la contingencia de que se trate (coberturas de incapacidad y fallecimiento).

En el ejercicio 2017 el importe de la prima ha ascendido a 249 miles de euros (255 miles de euros en el ejercicio 2016).

Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Consejeros Ejecutivos

A 31 de diciembre de 2017, por lo que a retribuciones se refiere, la Sociedad tiene garantías constituidas mediante aval a favor del Consejero Delegado por importe de 6.890 miles de euros para soportar sus derechos de jubilación (6.987 miles de euros a 31 de diciembre de 2016).

35.3.2. Retribución de la Alta Dirección

Identificación de los miembros de la Alta Dirección que no son a su vez Consejeros Ejecutivos.

Nombre	Miembros de la Alta Dirección 2017	
		Cargo ¹
D. Alberto Fernández Torres		Director General de Comunicación
D. Alvaro Luis Quiralte Abelló		Director General de Gestión de la Energía
D. Andrea Lo Faso		Director General de Recursos Humanos y Organización
D. Enrique de las Morenas Moneo		Director General de Energías Renovables
D. Francesco Amadei		Director General de Infraestructuras y Redes
D. Francisco de Borja Acha Besga		Secretario General y del Consejo de Administración, y Director General de Asesoría Jurídica y Asuntos Corporativos
D. Javier Uriarte Monereo		Director General de Comercialización
D. José Casas Marín		Director General de Relaciones Institucionales y Regulación
D. José Luis Puche Castillejo		Director General de Medios
D. Josep Trabado Farré ²		Director General de E-Solutions
D. Juan M ^a Moreno Mellado		Director General de Nuclear
D. Luca Minzolini		Director General de Auditoría
D. Manuel Fernando Marín Guzmán		Director General de ICT
D. Manuel Morán Casero		Director General de Generación
D ^a María Malaxechevarría Grande		Directora General de Sostenibilidad
D. Pablo Azcoitia Lorente		Director General de Compras
D. Paolo Bondi		Director General de Administración, Finanzas y Control

¹ El listado de personas incluidas en este cuadro atiende a la definición de Alta Dirección establecida en la Circular 5/2013, de 12 de junio, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

² Causó alta el 19 de junio de 2017.

	Cargo ¹
D. Alberto Fernández Torres	Director General de Comunicación
D. Alvaro Luis Quiralte Abelló	Director General de Gestión de la Energía
D. Andrea Lo Faso	Director General de Recursos Humanos y Organización
D. Enrique de las Morenas Moneo ²	Director General de Energías Renovables
D. Enrique Durand Baquerizo ⁵	Director General de Auditoría
D. Francesco Amadei	Director General de Infraestructuras y Redes
D. Francisco de Borja Acha Besga	Secretario General y del Consejo de Administración, y Director General de Asesoría Jurídica y Asuntos Corporativos
D. Javier Uriarte Monereo	Director General de Comercialización
D. José Casas Marín	Director General de Relaciones Institucionales y Regulación
D. José Luis Puche Castillejo	Director General de Medios
D. José M ^a Grávalos Lasuen ³	Director General de Nuclear
D. Juan M ^a Moreno Mellado ⁴	Director General de Nuclear
D. Luca Minzolin ⁶	Director General de Auditoría
D. Manuel Fernando Marín Guzmán	Director General de ICT
D. Manuel Morán Casero	Director General de Generación
D ^a María Malaxechevarría Grande	Directora General de Sostenibilidad
D. Pablo Azcoitia Lorente	Director General de Compras
D. Paolo Bondi	Director General de Administración, Finanzas y Control

¹ El listado de personas incluidas en este cuadro atiende a la definición de Alta Dirección establecida en la Circular 5/2013, de 12 de junio, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

² Causó alta el 1 de agosto de 2016.

³ Causó baja el 2 de enero de 2016.

⁴ Causó alta el 1 de enero de 2016.

⁵ Causó baja el 1 de mayo de 2016.

⁶ Causó alta el 1 de mayo de 2016.

Retribución de la Alta Dirección

Durante los ejercicios 2017 y 2016 la retribución correspondiente a los miembros de la Alta Dirección que no son, a su vez, Consejeros Ejecutivos ha sido la siguiente:

Miles de Euros

	Remuneración			
	En la Sociedad		Por la Pertenencia a Consejos de Administración de Sociedades del Grupo ENDESA	
	2017	2016	2017	2016
Retribución Fija	5.636	5.354	—	—
Retribución Variable	6.268	6.268	—	—
Dietas	—	—	—	—
Atenciones Estatutarias	—	—	—	—
Opciones sobre Acciones y otros Instrumentos Financieros	—	—	—	—
Otros	540	1.312	—	—
Total	12.444	12.934	—	—

Miles de Euros

	Otros Beneficios			
	En la Sociedad		Por la Pertenencia a Consejos de Administración de Sociedades del Grupo ENDESA	
	2017	2016	2017	2016
Anticipos	576	437	—	—
Créditos Concedidos	153	153	—	—
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones	1.082	1.073	—	—
Fondos y Planes de Pensiones: Obligaciones Contraídas	19.630	17.028	—	—
Primas de Seguros de Vida y Accidentes	230	204	—	—

Garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Alta Dirección

A 31 de diciembre de 2017 y 2016, por lo que a retribuciones se refiere, la Sociedad no tiene garantías constituidas mediante aval a favor de los Altos Directivos que no son, a su vez, Consejeros Ejecutivos.

35.3.3. Cláusulas de garantía: Consejo de Administración y Alta Dirección

Cláusulas de garantía para casos de despido o cambios de control.

Este tipo de cláusulas es el mismo en los contratos de los Consejeros Ejecutivos y de los Altos Directivos de la Sociedad y de su Grupo, han sido aprobadas por el Consejo de Administración previo informe del Comité de Nombramientos y Retribuciones (CNR) y recogen supuestos de indemnización

para extinción de la relación laboral y pacto de no competencia postcontractual.

Respecto al personal Directivo, si bien no es habitual este tipo de cláusulas de extinción, en los casos en los que las hay, son de contenido semejante para los supuestos aplicables en el régimen de relación laboral común.

El régimen de estas cláusulas es el siguiente:

→ Extinción:

- > Por mutuo acuerdo: indemnización equivalente, según los casos, de 1 a 3 veces la retribución anual. En la política de Remuneraciones de Consejeros de ENDESA 2016—2018 se establece que cuando se produzcan nuevas incorporaciones en la Alta Dirección de la Sociedad o su Grupo, se establecerá un límite máximo de 2 años de la retribución total y anual, para los pagos por resolución de contrato, aplicable en cualquier caso, en los mismos términos, a los contratos con Consejeros Ejecutivos.
- > Por decisión unilateral del Directivo: sin derecho de indemnización, salvo que el desistimiento se base en un incumplimiento grave y culpable de la Sociedad de sus obligaciones o vaciamiento del puesto, cambio de control o demás supuestos de extinción indemnizada previstos en el Real Decreto 1382/1985, de 1 de agosto.
- > Por desistimiento de la Sociedad: indemnización igual a la del punto primero.

- > Por decisión de la Sociedad basada en una conducta gravemente dolosa y culpable del Directivo en el ejercicio de sus funciones: sin derecho a indemnización.

Estas condiciones son alternativas a las derivadas de la modificación de la relación laboral preexistente o de la extinción de ésta por prejubilación para Altos Directivos.

- Pacto de no competencia postcontractual: En la gran mayoría de los contratos se exige al Alto Directivo cesante que no ejerza una actividad en competencia con ENDESA, durante el periodo de 2 años; en contraprestación, el Directivo tendrá derecho a cobrar una cantidad máxima de hasta 1 vez la retribución fija anual.

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el número de Consejeros Ejecutivos y Altos Directivos, con cláusulas de garantía, ascendía a 13 personas.

35.3.4. Otra información referente al Consejo de Administración

Con el fin de reforzar la transparencia de las sociedades anónimas cotizadas, los Consejeros comunican, hasta donde alcanza su conocimiento, las participaciones directas o indirectas que, tanto ellos como las partes vinculadas a ellos, tienen en el capital de sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de ENDESA, y comunican igualmente los cargos o las funciones que en ella ejerzan:

A 31 de diciembre de 2017				
Nombre del Consejero	NIF o CIF de la Sociedad Objeto	Denominación de la Sociedad Objeto	% Participación	Cargos
D. Borja Prado Eulate	B85721025	ENEL Iberia, S.L.U.	—	Consejero
D. Francesco Starace	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00117658	Chief Executive Officer and General Manager
D. Francesco Starace	B85721025	ENEL Iberia, S.L.U.	—	Presidente
D. José Bogas Gálvez	B85721025	ENEL Iberia, S.L.U.	—	Consejero
D. José Bogas Gálvez	A80316672	Elcogas, S.A.	—	Presidente
D. Alberto de Paoli	00811720580	ENEL, S.p.A.	—	D. Administración, Finanzas y Control
D. Alberto de Paoli	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A.	—	Presidente
D. Enrico Viale	94271000-3	ENEL Américas, S.A.	—	Consejero
D. Enrico Viale	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00007769	Head of Global Thermal Generation ENEL
D. Enrico Viale	00793580150	CESI, S.p.A.	—	Consejero
D. Ignacio Garralda	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00027540	—
Dª. María Patrizia Grieco	00811720580	ENEL, S.p.A.	—	Presidenta

A 31 de diciembre de 2016

Nombre del Consejero	NIF o CIF de la Sociedad Objeto	Denominación de la Sociedad Objeto	% Participación	Cargos
D. Borja Prado Eulate	B85721025	ENEL Iberia, S.L.U.	—	Consejero
D. Francesco Starace	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00117658	Chief Executive Officer and General Manager
D. Francesco Starace	B85721025	ENEL Iberia, S.L.U.	—	Presidente
D. José Bogas Gálvez	B85721025	ENEL Iberia, S.L.U.	—	Consejero
D. José Bogas Gálvez	A80316672	Elcogas, S.A.	—	Presidente
D. Alberto de Paoli	00811720580	ENEL, S.p.A.	—	D. Administración, Finanzas y Control
D. Alberto de Paoli	N9022122G	ENEL Green Power, S.p.A.	—	Presidente
D. Alberto de Paoli	06377691008	ENEL Italia, S.r.L.	—	Consejero
D. Livio Gallo	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00017015	D. Infraestructuras y Redes Globales
D. Livio Gallo	94271000-3	ENEL Américas, S.A.	—	Consejero
D. Enrico Viale	94271000-3	ENEL Américas, S.A.	—	Consejero
D. Enrico Viale	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00007769	Head of Global Thermal Generation ENEL
D. Enrico Viale	00793580150	CESI, S.p.A.	—	Consejero
D. Ignacio Garralda	00811720580	ENEL, S.p.A.	0,00027540	—

De conformidad con el artículo 229 de la Ley de Sociedades de Capital, se señalan a continuación las situaciones de conflicto, directo o indirecto, que los miembros del Consejo de Administración han tenido con el interés de la Sociedad durante el ejercicio 2017, así como el tratamiento de los mismos.

- Los Consejeros Ejecutivos, por su condición de Consejeros en ENEL Iberia S.L.U. designados por ENEL, S.p.A. se han encontrado en situaciones de conflicto de interés en la toma de decisiones de operaciones con ENEL S.p.A. o sociedades del Grupo ENEL. En todos los supuestos ocurridos en el ejercicio 2017 los Consejeros Ejecutivos no participaron en esos puntos del orden del día de la sesión del Consejo de Administración.
- Los Consejeros Dominicales, por su condición de Consejeros designados por ENEL, S.p.A. se han encontrado en situaciones de conflicto de interés en la toma de decisiones de operaciones con ENEL S.p.A. o sociedades del Grupo ENEL. En todos los supuestos ocurridos en el ejercicio 2017 los Consejeros Dominicales no participaron en esos puntos del orden del día de la sesión del Consejo de Administración.
- D^a Helena Revoredo Delvecchio es Presidenta de Prosegur Compañía de Seguridad, S.A. y desempeña sus funciones en calidad de Consejera Independiente de ENDESA, S.A., sin perjuicio de las posibles relaciones co-

merciales entre el Grupo Prosegur y el Grupo ENDESA. Durante el ejercicio 2017 el Grupo Prosegur ha formalizado con el Grupo ENDESA un contrato de prestación de servicios de seguridad y vigilancia para instalaciones de ENDESA en España de carácter no significativo. Los servicios se adjudicaron por el Consejo de Administración de ENDESA, S.A., atendiendo a los resultados de los correspondientes procesos de licitación y sin la participación de la Consejera, de conformidad con la legislación aplicable en materia de conflictos de interés.

Diversidad de género: A 31 de diciembre de 2017 el Consejo de Administración de ENDESA, S.A. está integrado por 11 Consejeros, de los cuales 2 son mujeres. A 31 de diciembre de 2016 constaba de 11 Consejeros, de los cuales 1 era mujer.

Durante los ejercicios 2017 y 2016 no se han producido daños ocasionados por actos u omisiones de los Administradores que hubieran requerido hacer uso de la prima del seguro de responsabilidad civil que éstos tienen suscrito a través de la Sociedad. Esta póliza asegura tanto a los Administradores como al personal de la Sociedad con responsabilidades directivas.

En el ejercicio 2017 el importe de la mencionada prima ha ascendido a 80 miles de euros (42 miles de euros en el ejercicio 2016).

35.3.5. Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción de ENDESA, S.A.

La retribución variable a largo plazo de ENDESA se articula a través del denominado Plan de Fidelización, que tiene como principal finalidad fortalecer el compromiso de los empleados, que ocupan posiciones de mayor responsabilidad en la consecución de los objetivos estratégicos del Grupo. El Plan está estructurado a través de programas trienales sucesivos, que se inician cada año desde el 1 de enero de 2010. Desde el año 2014, los planes tienen previsto un diferimiento del pago y la necesidad de que el Directivo esté en activo en la fecha de liquidación del mismo; y los pagos se realizan en 2 fechas: en el año siguiente a la finalización del Plan se abonará, en su caso, el 30% del incentivo y el 70% restante, en su caso, transcurridos 2 años desde la finalización del Plan.

En el marco del Plan de Fidelización de ENDESA, la Sociedad sometió a la aprobación de la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 26 de abril de 2016, la aprobación de los programas de retribución a largo plazo 2015–2017 y 2016–2018. Asimismo, la Sociedad sometió a la aprobación de la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 26 de abril de 2017, la aprobación del programa de retribución a largo plazo 2017–2019.

Estos 3 programas están vinculados, entre otros indicadores, a la cotización de la acción y están dirigidos al Presidente, Consejero Delegado y Directivos de ENDESA con responsabilidad estratégica.

En concreto, los programas mencionados en el párrafo anterior contemplan los siguientes objetivos:

- a) Un objetivo denominado «Total Shareholders' Return of ENDESA (TSR)», que se define como el valor medio del Total Shareholders' Return (TSR) de ENDESA respecto al valor medio del Total Shareholders' Return (TSR) del indi-

ce Eurostoxx Utilities, elegido como Grupo comparable, en el periodo de devengo.

Este indicador mide el rendimiento total de una acción como la suma de los componentes:

- i. Las ganancias de capital: la relación entre el cambio en el precio de la acción (la diferencia entre el precio registrado al final y al principio del periodo de referencia) y el valor establecido al comienzo del periodo;
 - ii. Los dividendos reinvertidos: relación entre los dividendos por acción distribuidos durante el periodo de notificación y el precio de las acciones al inicio del periodo.
- b) Un objetivo denominado «Return On Average Capital Employed» (ROACE), que se define como el valor acumulado del ROACE de ENDESA en el periodo de devengo, representado por la relación entre el Resultado de Explotación Ordinario (EBIT Ordinario) y el Capital Neto Invertido medio (CIN) en forma acumulada en el periodo de devengo.

Existe un control *ex post* de la retribución variable a largo plazo, ya que está prevista una cláusula («malus») que permite a la sociedad no pagar la retribución variable devengada y todavía no percibida, así como una cláusula («clawback») que obliga a los partícipes de estos planes a la restitución de la retribución variable percibida en caso de que los datos que sirvieron de base para su cálculo o abono se demostraran, con posterioridad a la liquidación del incentivo, manifiestamente erróneos.

El Comité de Nombramientos y Retribuciones (CNR) podrá proponer al Consejo de Administración el no pago o la reclamación del reembolso de los componentes variables si se verifica que el pago se realizó atendiendo a datos cuya inexactitud quede acreditada con posterioridad.

El importe devengado por estos programas del plan de fidelización durante el ejercicio 2017 para el conjunto de Directivos ha sido de 8 millones de euros (13 millones de euros devengados en el ejercicio 2016).

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

36.1. Garantías directas e indirectas

A 31 de diciembre de 2017 existen elementos del inmovilizado material en garantía por la financiación recibida de terceros por importe de 159 millones de euros (178 millones de euros a 31 de diciembre de 2016) (véanse Notas 6.1, 15.1.12 y 18.2.3).

A 31 de diciembre de 2017 y 2016 el detalle de las garantías prestadas a favor de las Empresas Asociadas, Negocios Conjuntos y sociedades de Operación Conjunta de ENDESA figura en la Nota 35.2.

ENDESA considera que los pasivos adicionales que pudieran originarse por los avales prestados a 31 de diciembre de 2017 y 2016, si los hubiera, no serían significativos.

36.2. Otros compromisos

No existen compromisos adicionales a los descritos en las Notas 6, 8, 12 y 19.1.3 de estas Cuentas Anuales Consolidadas.

37. Retribución de auditores

Durante los ejercicios 2017 y 2016 los honorarios relativos a los servicios prestados por los auditores de las Cuentas Anuales de las distintas sociedades que componen ENDESA son los siguientes:

Miles de Euros

	2017		2016	
	Ernst & Young	Otros Auditores de Filiales	Ernst & Young	Otros Auditores de Filiales
Auditoría de Cuentas Anuales	2.382	—	1.788	7
Otras Auditorías Distintas de las Cuentas Anuales y otros Servicios Relacionados con las Auditorías	1.755	—	1.611	—
Otros Servicios no Relacionados con las Auditorías	—	—	182	—
Total	4.137	—	3.581	7

El importe indicado en el cuadro anterior incluye la totalidad de los honorarios relativos a los servicios realizados durante los ejercicios 2017 y 2016, con independencia del momento de su facturación.

38. Plantilla

El detalle de la plantilla final y media de ENDESA distribuida por Segmentos, categorías y sexos es el siguiente:

Número de Empleados

	Plantilla Final					
	31 de diciembre de 2017			31 de diciembre de 2016		
	Hombres	Mujeres	Total ¹	Hombres	Mujeres	Total
Directivos	234	46	280	244	48	292
Titulados	2.117	990	3.107	1.944	864	2.808
Mandos Intermedios y Operarios	5.107	1.212	6.319	5.338	1.256	6.594
Total Empleados	7.458	2.248	9.706	7.526	2.168	9.694

¹ Incluye la plantilla final de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) de ENDESA Medios y Sistemas, S.L.U. (319 empleados) (véase Nota 5.1).

Número de Empleados

	Plantilla Final					
	31 de diciembre de 2017			31 de diciembre de 2016		
	Hombres	Mujeres	Total ¹	Hombres	Mujeres	Total
Generación y Comercialización	4.083	1.024	5.107	4.140	989	5.129
Distribución	2.491	429	2.920	2.707	467	3.174
Estructura y Otros ²	884	795	1.679	679	712	1.391
Total Empleados	7.458	2.248	9.706	7.526	2.168	9.694

¹ Incluye la plantilla final de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) de ENDESA Medios y Sistemas, S.L.U. (319 empleados) (véase Nota 5.1).

² Estructura y Servicios.

Número de Empleados

	Plantilla Media					
	2017 ¹			2016 ²		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total ¹
Directivos	248	47	295	253	47	300
Titulados	2.131	979	3.110	1.897	831	2.728
Mandos Intermedios y Operarios	5.222	1.229	6.451	5.509	1.282	6.791
Total Empleados	7.601	2.255	9.856	7.659	2.160	9.819

¹ Incluye la plantilla media de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) de ENDESA Medios y Sistemas, S.L.U. (329 empleados), ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) (174 empleados) y Eléctrica del Ebro, S.A.U. (20 empleados) (véanse Notas 5.1, 5.4 y 5.5).

² Incluye la plantilla media de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) (86 empleados) y Eléctrica del Ebro, S.A.U. (8 empleados) desde sus respectivas fechas de toma de control (véanse Notas 5.4 y 5.5).

Número de Empleados

	Plantilla Media					
	2017 ¹			2016 ²		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Generación y Comercialización	4.102	998	5.100	4.127	983	5.110
Distribución	2.582	441	3.023	2.841	474	3.315
Estructura y Otros ³	917	816	1.733	691	703	1.394
Total	7.601	2.255	9.856	7.659	2.160	9.819

¹ Incluye la plantilla media de la actividad de sistemas y telecomunicaciones (ICT) de ENDESA Medios y Sistemas, S.L.U. (329 empleados), ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) (174 empleados) y Eléctrica del Ebro, S.A.U. (20 empleados) (véanse Notas 5.1, 5.4 y 5.5).

² Incluye la plantilla media de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) (86 empleados) y Eléctrica del Ebro, S.A.U. (8 empleados) desde sus respectivas fechas de toma de control (véanse Notas 5.4 y 5.5).

³ Estructura y Servicios.

El número medio de personas empleadas en los ejercicios 2017 y 2016 por las sociedades de Operación Conjunta es 866 y 881, respectivamente.

El número medio de personas empleadas en los ejercicios 2017 y 2016 con discapacidad mayor o igual al 33%, por categorías y Segmentos, es el siguiente:

Número de Empleados

	Plantilla Media con Discapacidad ¹					
	2017			2016		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Directivos	—	—	—	—	—	—
Titulados	16	4	20	13	6	19
Mandos Intermedios y Operarios	43	17	60	42	17	59
Total Empleados	59	21	80	55	23	78

¹ Mayor o igual al 33%.

Número de Empleados

	Plantilla Media con Discapacidad ²					
	2017			2016		
	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total
Generación y Comercialización	20	12	32	19	11	30
Distribución	26	1	27	23	1	24
Estructura y otros ¹	13	8	21	13	11	24
Total	59	21	80	55	23	78

¹ Estructura y Servicios.

² Mayor o igual al 33%.

39. Hechos posteriores

Con fecha 3 de enero de 2018 se ha extinguido la sociedad asociada Consorcio Eólico Marino Cabo de Trafalgar, S.L. (en Liquidación) en la que ENDESA, a través de su filial ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), poseía una participación del 50,00%.

Desde el día 1 de enero de 2018 hasta la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, como consecuencia de la adjudicación en las subastas de renovables celebradas el 17 de mayo de 2017 y 26 de julio de 2017, de 540 MW eólicos y 339 MW fotovoltaicos, respectivamente (véase Nota 4), se han adquirido las siguientes sociedades:

	Fecha	Transacción	Tecnología	Porcentaje de Participación	
				Control	Económico
Valdecaballeros Solar, S.L.U.	9 de enero de 2018	Adquisición	Fotovoltaica	100,00	100,00
Navalvillar Solar, S.L.U.	9 de enero de 2018	Adquisición	Fotovoltaica	100,00	100,00
Castiblanco Solar, S.L.U.	9 de enero de 2018	Adquisición	Fotovoltaica	100,00	100,00
Aranort Desarrollos, S.L.U.	19 de enero de 2018	Adquisición	Eólica	100,00	100,00
Parque Eólico Muniesa, S.L.U.	12 de enero de 2018	Adquisición	Eólica	100,00	100,00
Parque Eólico Farlán, S.L.U.	12 de enero de 2018	Adquisición	Eólica	100,00	100,00
Bosa del Ebro, S.L.	21 de febrero de 2018	Adquisición	Eólica	51,00	51,00

El precio acordado para el conjunto de las mencionadas operaciones ha sido inferior a un millón de euros.

Dichas sociedades se encuentran en fase de tramitación de los permisos y licencias para el desarrollo de los proyectos, por lo que todavía no se ha iniciado la construcción de las instalaciones de generación y, en consecuencia, no han generado ingresos ordinarios desde la fecha de adquisición.

Con fecha 2 de febrero de 2018 se ha formalizado un acuerdo de compraventa, a través de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE), para la adquisición de la sociedad Parques Eólicos Gestinver, S.L., de tecnología eólica, por un importe de 178 millones de euros, el cual está sujeto al cumplimiento de determinadas cláusulas suspensivas.

Salvo por lo descrito en los párrafos anteriores, no se han producido hechos significativos posteriores entre el 31 de diciembre de 2017 y la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas que no hayan sido reflejados en las mismas

Anexo I: Sociedades que componen ENDESA

Sociedad (por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2017			% Participación a 31/12/2016			Domicilio Social	Actividad	Empresa Auditora
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación			
AGUILÓN 20, S.A.	51,00	51,00	IG	51,00	51,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
ALMUSSAFES SERVICIOS ENERGÉTICOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN	NO AUDITADA
AQUILAE SOLAR, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO APLICA
ARAGONESA DE ACTIVIDADES ENERGÉTICAS, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	TERUEL (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	NO AUDITADA
ASOCIACIÓN NUCLEAR ASCÓ-VANDELLÓS II, A.I.E.	85,41	85,41	IP	85,41	85,41	IP	TARRAGONA (ESPAÑA)	GESTIÓN, EXPLOTACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE CENTRALES NUCLEARES	ERNST & YOUNG
BAYLIO SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—	SEVILLA (ESPAÑA)	PLANTA FOTOVOLTAICA	NO AUDITADA
CEFEIDAS DESARROLLO SOLAR, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO APLICA
CEPHEI DESARROLLO SOLAR, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO APLICA
DEHESA DE LOS GUADALUPES SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—	SEVILLA (ESPAÑA)	PLANTA FOTOVOLTAICA	NO AUDITADA
DESARROLLO PHOTOSOLAR, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO APLICA
DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL BAGES, S.A.	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	NO AUDITADA
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DEL PUERTO DE LA CRUZ, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	COMPRA, TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	ERNST & YOUNG
ELÉCTRICA DE JAFRE, S.A.	100,00	100,00	IG	47,46	47,46	MP	GERONA (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	NO AUDITADA
ELÉCTRICA DEL EBRO, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	L'AMPOLLA (TARRAGONA)	ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	ERNST & YOUNG
EMPRESA CARBONÍFERA DEL SUR, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	APROVECHAMIENTO DE YACIMIENTOS MINEROS	ERNST & YOUNG
ENDESA CAPITAL, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	EMISIÓN DE INSTRUMENTOS DE DEUDA	ERNST & YOUNG
ENDESA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA, S.A.	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	PORTO (PORTUGAL)	COMERCIALIZACIÓN DE PRODUCTOS ENERGÉTICOS	ERNST & YOUNG
ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	ERNST & YOUNG
ENDESA ENERGÍA XXI, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	SERVICIOS ASOCIADOS A COMERCIALIZACIÓN DE PRODUCTOS ENERGÉTICOS	ERNST & YOUNG
ENDESA ENERGÍA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	COMERCIALIZACIÓN DE PRODUCTOS ENERGÉTICOS	ERNST & YOUNG

Sociedad (por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2017			% Participación a 31/12/2016			Domicilio Social	Actividad	Empresa Auditora
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación			
ENDESA FINANCIACIÓN FILIALES, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	FINANCIACIÓN DE LAS FILIALES DE ENDESA, S.A.	ERNST & YOUNG
ENDESA GENERACIÓN II, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	DESARROLLO DE ACTIVIDADES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	NO AUDITADA
ENDESA GENERACIÓN NUCLEAR, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	GESTIÓN DE ACTIVOS NUCLEARES Y LA GESTIÓN, GENERACIÓN Y VENTA DE ELECTRICIDAD	NO AUDITADA
ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	LISBOA (PORTUGAL)	ACTIVIDADES DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA Y OTRAS RELACIONADAS	ERNST & YOUNG
ENDESA GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	GENERACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	ERNST & YOUNG
ENDESA INGENIERÍA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	SERVICIOS DE CONSULTORÍA E INGENIERÍA CIVIL	ERNST & YOUNG
ENDESA MEDIOS Y SISTEMAS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	PRESTACIÓN DE SERVICIOS	ERNST & YOUNG
ENDESA OPERACIONES Y SERVICIOS COMERCIALES, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	PRESTACIÓN DE SERVICIOS A ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA Y A ENDESA ENERGÍA	ERNST & YOUNG
ENDESA POWER TRADING LTD.	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	LONDRES (REINO UNIDO)	OPERACIONES DE TRADING	ERNST & YOUNG
ENDESA RED, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN	ERNST & YOUNG
ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES	ERNST & YOUNG
ENEL GREEN POWER GRANADILLA, S.L.	65,00	65,00	IG	65,00	65,00	IG	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	NO AUDITADA
ENERGÍA ELÉCTRICA DEL EBRO, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL) (EN LIQUIDACIÓN)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	L'AMPOLLA (TARRAGONA)	ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	ERNST & YOUNG
ENERGÍAS ALTERNATIVAS DEL SUR, S.L.	54,95	54,95	IG	54,95	54,95	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
ENERGÍAS DE ARAGÓN I, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	ERNST & YOUNG
ENERGÍAS DE ARAGÓN II, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA	ERNST & YOUNG
ENERGÍAS DE GRAUS, S.L.	66,67	66,67	IG	66,67	66,67	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA	ERNST & YOUNG
ENERGÍAS ESPECIALES DE CAREÓN, S.A.	77,00	77,00	IG	77,00	77,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
ENERGÍAS ESPECIALES DE PEÑA ARMADA, S.A.	80,00	80,00	IG	80,00	80,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
ENERGÍAS ESPECIALES DEL ALTO ULLA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
EÓLICA DEL NOROESTE, S.L.	51,00	51,00	IG	51,00	51,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	NO AUDITADA
EÓLICA VALLE DEL EBRO, S.A.	50,50	50,50	IG	50,50	50,50	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
EÓLICAS DE AGAETE, S.L.	80,00	80,00	IG	80,00	80,00	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
EÓLICAS DE FUENCALIENTE, S.A.	55,00	55,00	IG	55,00	55,00	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
EÓLICOS DE TIRAJANA, A.I.E.	60,00	60,00	IG	60,00	60,00	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG

Sociedad (por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2017			% Participación a 31/12/2016			Domicilio Social	Actividad	Empresa Auditora
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación			
EXPLORACIONES EÓLICAS DE ESCUCHA, S.A.	70,00	70,00	IG	70,00	70,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
EXPLORACIONES EÓLICAS EL PUERTO, S.A.	73,60	73,60	IG	73,60	73,60	IG	TERUEL (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
EXPLORACIONES EÓLICAS SANTO DOMINGO DE LUNA, S.A.	51,00	51,00	IG	—	—	—	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	NO AUDITADA
EXPLORACIONES EÓLICAS SASO PLANO, S.A.	65,00	65,00	IG	65,00	65,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
EXPLORACIONES EÓLICAS SIERRA COSTERA, S.A.	90,00	90,00	IG	90,00	90,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
EXPLORACIONES EÓLICAS SIERRA LA VIRGEN, S.A.	90,00	90,00	IG	90,00	90,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
FOTOVOLTAICA INSULAR, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO APLICA
FURATENA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—	SEVILLA (ESPAÑA)	PLANTA FOTOVOLTAICA	NO AUDITADA
GAS Y ELECTRICIDAD GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	PALMA DE MALLORCA (ESPAÑA)	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	ERNST & YOUNG
GUADARRANQUE SOLAR 4, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES	NO AUDITADA
HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	ERNST & YOUNG
HIDROFLAMICELL, S.L.	75,00	75,00	IG	75,00	75,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN Y VENTA DE ENERGÍA	NO AUDITADA
HIDROMONDEGO – HIDROELÉCTRICA DO MONDEGO, LDA	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	LISBOA (PORTUGAL)	PRODUCCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	NO AUDITADA
HISPANO GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR, S.L.	51,00	51,00	IG	51,00	51,00	IG	BADAJOS (ESPAÑA)	PLANTA FOTOVOLTAICA	NO AUDITADA
INTERNATIONAL ENDESA B.V.	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	ÁMSTERDAM (HOLANDA)	SOCIEDAD DE OPERACIONES FINANCIERAS INTERNACIONALES	ERNST & YOUNG
LA PEREDA CO ₂ , A.I.E.	33,33	33,33	IP	33,33	33,33	IP	ASTURIAS (ESPAÑA)	DESARROLLO DE ACTIVIDADES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	NO AUDITADA
MINAS DE ESTERCUEL, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	—	—	—	99,65	99,57	IG	MADRID (ESPAÑA)	YACIMIENTOS MINERALES	NO APLICA
MINAS GARGALLO, S.L. (EN LIQUIDACIÓN)	—	—	—	99,91	99,91	IG	MADRID (ESPAÑA)	YACIMIENTOS MINERALES	NO APLICA
NUEVA MARINA REAL ESTATE, S.L.	—	—	—	60,00	60,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	GESTIÓN Y DESARROLLO DEL PATRIMONIO INMOBILIARIO	NO APLICA
PARAVENTO, S.L.	90,00	90,00	IG	90,00	90,00	IG	LUGO (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	NO AUDITADA
PARQUE EÓLICO A CAPELADA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
PARQUE EÓLICO ARAGÓN, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	NO APLICA
PARQUE EÓLICO BELMONTE, S.A.	50,16	50,16	IG	50,16	50,16	IG	MADRID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
PARQUE EÓLICO CARRETERA DE ARINAGA, S.A.	80,00	80,00	IG	80,00	80,00	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
PARQUE EÓLICO DE BARBANZA, S.A.	75,00	75,00	IG	75,00	75,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
PARQUE EÓLICO DE SAN ANDRÉS, S.A.	82,00	82,00	IG	82,00	82,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
PARQUE EÓLICO DE SANTA LUCÍA, S.A.	66,33	66,33	IG	66,33	66,33	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
PARQUE EÓLICO FINCA DE MOGÁN, S.A.	90,00	90,00	IG	90,00	90,00	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG

Sociedad (por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2017			% Participación a 31/12/2016			Domicilio Social	Actividad	Empresa Auditora
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación			
PARQUE EÓLICO MONTES DE LAS NAVAS, S.A.	75,50	75,50	IG	75,50	75,50	IG	MADRID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
PARQUE EÓLICO PUNTA DE TENO, S.A.	52,00	52,00	IG	52,00	52,00	IG	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
PARQUE EÓLICO SIERRA DEL MADERO, S.A.	58,00	58,00	IG	58,00	58,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
PEREDA POWER, S.L.	70,00	70,00	IG	70,00	70,00	IG	ASTURIAS (ESPAÑA)	DESARROLLO DE ACTIVIDADES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	NO AUDITADA
PLANTA EÓLICA EUROPEA, S.A.	56,12	56,12	IG	56,12	56,12	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	85,00	85,00	IG	VALLADOLID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES III, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	82,89	82,89	IG	VALLADOLID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
PROMOCIONES ENERGÉTICAS DEL BIERZO, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	LEÓN (ESPAÑA)	ENERGÍAS RENOVABLES	NO AUDITADA
SEGUIDORES SOLARES PLANTA 2, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—	MURCIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	NO AUDITADA
SERRA DO MONCOSO-CAMBÁS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	NO APLICA
SISTEMAS ENERGÉTICOS MAÑÓN ORTIGUEIRA, S.A.	96,00	96,00	IG	96,00	96,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	ENERGÍAS RENOVABLES	ERNST & YOUNG
SOCIEDAD EÓLICA DE ANDALUCÍA, S.A.	64,73	64,73	IG	64,73	64,73	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
SOCIEDAD EÓLICA LOS LANCES, S.A.	60,00	60,00	IG	60,00	60,00	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
SOL DE MEDIA NOCHE FOTOVOLTAICA, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PROMOCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	NO APLICA
SUMINISTRO DE LUZ Y FUERZA, S.L.	60,00	60,00	IG	60,00	60,00	IG	GERONA (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	ERNST & YOUNG
TRANSPORTES Y DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS, S.A.	73,33	73,33	IG	73,33	73,33	IG	GERONA (ESPAÑA)	TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA	NO AUDITADA
UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	100,00	100,00	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	ERNST & YOUNG
VIRULEIROS, S.L.	67,00	67,00	IG	67,00	67,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	NO AUDITADA

IG: Integración Global; IP: Integración Proporcional; MP: Método de Participación.

Anexo II: Negocios Conjuntos y Sociedades Asociadas

Sociedad (por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2017			% Participación a 31/12/2016			Domicilio Social	Actividad	Empresa Auditora
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación			
BOIRO ENERGÍA, S.A.	40,00	40,00	MP	40,00	40,00	MP	LA CORUÑA (ESPAÑA)	ENERGÍAS RENOVABLES	DELOITTE
CARBOPEGO - ABASTECIMIENTOS DE COMBUSTIBLES, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	LISBOA (PORTUGAL)	ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES	KPMG AUDITORES
CENTRAL HIDRÁULICA GÜEJAR-SIERRA, S.L.	33,33	33,33	MP	33,33	33,33	MP	SEVILLA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA	GATT AUDITORES
CENTRAL TÉRMICA DE ANLLARES, A.I.E.	33,33	33,33	MP	33,33	33,33	MP	MADRID (ESPAÑA)	GESTIÓN DE LA CENTRAL TÉRMICA DE ANLLARES	NO AUDITADA
CENTRALES NUCLEARES ALMARAZ-TRILLO, A.I.E.	24,26	23,92	MP	24,26	23,92	MP	MADRID (ESPAÑA)	GESTIÓN DE LA CENTRAL NUCLEAR DE ALMARAZ Y C.N. DE TRILLO	KPMG AUDITORES
COGENERACIÓN EL SALTO, S.L. (EN LIQUIDACIÓN)	20,00	20,00	MP	20,00	20,00	MP	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN	NO AUDITADA
COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	33,50	33,50	MP	—	—	—	CÁDIZ (ESPAÑA)	COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	ERNST & YOUNG
COMPAÑÍA EÓLICA TIERRAS ALTAS, S.A.	37,51	37,51	MP	37,51	37,51	MP	SORIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
CONSORCIO EÓLICO MARINO CABO DE TRAFALGAR, S.L. (EN LIQUIDACIÓN)	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	CÁDIZ (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS MARINOS	NO AUDITADA
CORPORACIÓN EÓLICA DE ZARAGOZA, S.L.	25,00	25,00	MP	25,00	25,00	MP	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	PWC
DEPURACIÓN DESTILACIÓN RECICLAJE, S.L.	40,00	40,00	MP	40,00	40,00	MP	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PLANTA DE RECICLAJE	DELOITTE
ELCOGAS, S.A.	40,99	40,99	MP	40,99	40,99	MP	CIUDAD REAL (ESPAÑA)	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	DELOITTE
ELECGAS, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	SANTARÉM (PORTUGAL)	PRODUCCIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA A TRAVÉS DE CICLO COMBINADO	KPMG AUDITORES
ELÉCTRICA DE JAFRE, S.A.	100,00	100,00	IG	47,46	47,46	MP	GERONA (ESPAÑA)	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA	NO AUDITADA
ELÉCTRICA DE LIJAR, S.L.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	CÁDIZ (ESPAÑA)	TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	AVANTER AUDITORES
ELECTRICIDAD DE PUERTO REAL, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	CÁDIZ (ESPAÑA)	SUMINISTRO Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	DELOITTE
ENERGÍAS ESPECIALES DEL BIERZO, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	LEÓN (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
ENERGIE ELECTRIQUE DE TAHADDART, S.A.	32,00	32,00	MP	32,00	32,00	MP	TÁNGER (MARRUECOS)	CENTRAL ELÉCTRICA DE CICLO COMBINADO	DELOITTE
EÓLICA DEL PRINCIPADO, S.A.	40,00	40,00	MP	40,00	40,00	MP	ASTURIAS (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	NO AUDITADA
EÓLICAS DE FUERTEVENTURA, A.I.E.	40,00	40,00	MP	40,00	40,00	MP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
EÓLICAS DE LA PATAGONIA, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	CAPITAL FEDERAL (ARGENTINA)	PARQUES EÓLICOS	NO AUDITADA
EÓLICAS DE LANZAROTE, S.L.	40,00	40,00	MP	40,00	40,00	MP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	LUJAN AUDITORES
EÓLICAS DE TENERIFE, A.I.E.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ANCERO AUDITORES

Sociedad (por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2017			% Participación a 31/12/2016			Domicilio Social	Actividad	Empresa Auditora
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación			
EPRESA ENERGÍA, S.A.	50,00	50,00	MP	—	—	—	CÁDIZ (ESPAÑA)	COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	ERNST & YOUNG
ERECOSALZ, S.L.	33,00	33,00	MP	33,00	33,00	MP	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN	NO AUDITADA
GORONA DEL VIENTO EL HIERRO, S.A.	23,21	23,21	MP	23,21	23,21	MP	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	DESARROLLO Y MANTENIMIENTO DE LA CENTRAL DE EL HIERRO	ERNST & YOUNG
HIDROELÉCTRICA DE OUROL, S.L.	30,00	30,00	MP	30,00	30,00	MP	LA CORUÑA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA	DELOITTE
KROMSCHROEDER, S.A.	29,26	29,26	MP	29,26	29,26	MP	BARCELONA (ESPAÑA)	APARATOS DE MEDIDA	BDO AUDITORES SLP
MINICENTRALES DEL CANAL IMPERIAL-GALLUR, S.L.	36,50	36,50	MP	36,50	36,50	MP	ZARAGOZA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA	NO AUDITADA
NUCLENOR, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	BURGOS (ESPAÑA)	GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR	ERNST & YOUNG
OXAGESA, A.I.E. (EN LIQUIDACIÓN)	33,33	33,33	MP	33,33	33,33	MP	TERUEL (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN	NO AUDITADA
PARC EOLIC LA TOSSA-LA MOLA D'EN PASCUAL, S.L.	30,00	30,00	MP	30,00	30,00	MP	MADRID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	NO AUDITADA
PARC EOLIC LOS ALIGARS, S.L.	30,00	30,00	MP	30,00	30,00	MP	MADRID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	NO AUDITADA
PEGOP - ENERGÍA ELÉCTRICA, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	SANTARÉM (PORTUGAL)	OPERACIÓN DE LA CENTRAL DE PEGO	KPMG AUDITORES
PRODUCTORA DE ENERGÍAS, S.A.	30,00	30,00	MP	30,00	30,00	MP	BARCELONA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA	NO AUDITADA
PROYECTO ALMERÍA MEDITERRÁNEO, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	45,00	45,00	MP	45,00	45,00	MP	MADRID (ESPAÑA)	INSTALACIÓN DE PLANTA DESALADORA DE AGUA DE MAR	NO AUDITADA
PROYECTOS UNIVERSITARIOS DE ENERGÍAS RENOVABLES, S.L.	33,33	33,33	MP	33,33	33,33	MP	ALICANTE (ESPAÑA)	ENERGÍAS RENOVABLES	NO AUDITADA
SALTO DE SAN RAFAEL, S.L.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	SEVILLA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA	NO AUDITADA
SANTO ROSTRO COGENERACIÓN, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	45,00	45,00	MP	45,00	45,00	MP	SEVILLA (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN	NO AUDITADA
SISTEMA ELÉCTRICO DE CONEXIÓN VALCAIRE, S.L.	28,12	28,12	MP	28,12	28,12	MP	MADRID (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA	KPMG AUDITORES
SOCIEDAD EÓLICA EL PUNTAL, S.L.	50,00	50,00	MP	50,00	50,00	MP	SEVILLA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	ERNST & YOUNG
SOTAVENTO GALICIA, S.A.	36,00	36,00	MP	36,00	36,00	MP	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS	AUDIESA
SUMINISTRADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.	33,50	33,50	MP	33,50	33,50	MP	CÁDIZ (ESPAÑA)	SUMINISTRO Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	ERNST & YOUNG
TECNATOM, S.A.	45,00	45,00	MP	45,00	45,00	MP	MADRID (ESPAÑA)	SERVICIOS A INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	ERNST & YOUNG
TEJO ENERGIA - PRODUÇÃO E DISTRIBUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA, S.A.	43,75	43,75	MP	43,75	43,75	MP	LISBOA (PORTUGAL)	PRODUCCIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	KPMG AUDITORES
TERMOTEC ENERGÍA, A.I.E. (EN LIQUIDACIÓN)	45,00	45,00	MP	45,00	45,00	MP	VALENCIA (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN	NO AUDITADA
TOLEDO PV, A.I.E.	33,33	33,33	MP	33,33	33,33	MP	MADRID (ESPAÑA)	PLANTA FOTOVOLTAICA	PWC
UFEFYS, S.L. (EN LIQUIDACIÓN)	40,00	40,00	MP	40,00	40,00	MP	MADRID (ESPAÑA)	ENERGÍAS RENOVABLES	NO AUDITADA
YEDESA COGENERACIÓN, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	40,00	40,00	MP	40,00	40,00	MP	ALMERÍA (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN	NO AUDITADA

IG: Integración Global; MP: Método de Participación.

Anexo III: Variaciones del perímetro de consolidación

Sociedades Dependientes y de Operación Conjunta: Incorporaciones durante 2017

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2017			% Participación a 31/12/2016		
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación
BAYLIO SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—
DEHESA DE LOS GUADALUPES SOLAR, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—
ELÉCTRICA DE JAFRE, S.A.	100,00	100,00	IG	47,46	47,46	MP
EXPLOTACIONES EÓLICAS SANTO DOMINGO DE LUNA, S.A.	51,00	51,00	IG	—	—	—
FURATENA SOLAR 1, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—
SEGUIDORES SOLARES PLANTA 2, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—

IG: Integración Global; MP: Método de Participación.

Sociedades Dependientes y de Operación Conjunta: Exclusiones durante 2017

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2017			% Participación a 31/12/2016		
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación
AQUILAE SOLAR, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
CEFEIDAS DESARROLLO SOLAR, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
CEPHEI DESARROLLO SOLAR, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
DESARROLLO PHOTOSOLAR, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
FOTOVOLTAICA INSULAR, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP
MINAS DE ESTERCUEL, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	—	—	—	99,65	99,57	IG
MINAS GARGALLO, S.L. (EN LIQUIDACIÓN)	—	—	—	99,91	99,91	IG
NUEVA MARINA REAL ESTATE, S.L.	—	—	—	60,00	60,00	IG
PARQUE EÓLICO ARAGÓN, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
SERRA DO MONCOSO-CAMBÁS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	—	—	—	100,00	100,00	IG
SOL DE MEDIA NOCHE FOTOVOLTAICA, S.L.	—	—	—	50,00	50,00	IP

IG: Integración Global; IP: Integración Proporcional.

Sociedades Dependientes y de Operación Conjunta: Variaciones durante 2017

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2017			% Participación a 31/12/2016		
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	85,00	85,00	IG
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES III, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	82,89	82,89	IG

IG: Integración Global.

Sociedades Dependientes y de Operación Conjunta: Incorporaciones durante 2016

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2016			% Participación a 31/12/2015		
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación
AGUILÓN 20, S.A.	51,00	51,00	IG	—	—	—
ALMUSSAFES SERVICIOS ENERGÉTICOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—
ELÉCTRICA DEL EBRO, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—
ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	40,00	40,00	MP
ENEL GREEN POWER GRANADILLA, S.L.	65,00	65,00	IG	—	—	—
ENERGÍA DE LA LOMA, S.A. (*)	—	—	—	—	—	—
ENERGÍA ELÉCTRICA DEL EBRO, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL) (EN LIQUIDACIÓN)	100,00	100,00	IG	—	—	—
ENERGÍAS ALTERNATIVAS DEL SUR, S.L.	54,95	54,95	IG	—	—	—
ENERGÍAS DE ARAGÓN II, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—
ENERGÍAS DE GRAUS, S.L.	66,67	66,67	IG	—	—	—
ENERGÍAS DE LA MANCHA ENEMAN, S.A. (*)	—	—	—	—	—	—
ENERGÍAS ESPECIALES DE CAREÓN, S.A.	77,00	77,00	IG	—	—	—
ENERGÍAS ESPECIALES DE PEÑA ARMADA, S.A.	80,00	80,00	IG	—	—	—
ENERGÍAS ESPECIALES DEL ALTO ULLA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—
EÓLICA DEL NOROESTE, S.L.	51,00	51,00	IG	—	—	—
EÓLICA VALLE DEL EBRO, S.A.	50,50	50,50	IG	—	—	—
EÓLICAS DE AGAETE, S.L.	80,00	80,00	IG	—	—	—
EÓLICAS DE FUENCALIENTE, S.A.	55,00	55,00	IG	—	—	—
EÓLICOS DE TIRAJANA, A.I.E.	60,00	60,00	IG	—	—	—
EXPLOTACIONES EÓLICAS DE ESCUCHA, S.A.	70,00	70,00	IG	—	—	—
EXPLOTACIONES EÓLICAS EL PUERTO, S.A.	73,60	73,60	IG	—	—	—
EXPLOTACIONES EÓLICAS SASO PLANO, S.A.	65,00	65,00	IG	—	—	—
EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA COSTERA, S.A.	90,00	90,00	IG	—	—	—
EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA LA VIRGEN, S.A.	90,00	90,00	IG	—	—	—
HISPANO GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR, S.L.	51,00	51,00	IG	—	—	—
PARAVENTO, S.L.	90,00	90,00	IG	—	—	—
PARQUE EÓLICO A CAPELADA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—
PARQUE EÓLICO ARAGÓN, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—
PARQUE EÓLICO BELMONTE, S.A.	50,16	50,16	IG	—	—	—
PARQUE EÓLICO CARRETERA DE ARINAGA, S.A.	80,00	80,00	IG	—	—	—

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2016			% Participación a 31/12/2015		
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación
PARQUE EÓLICO DE BARBANZA, S.A.	75,00	75,00	IG	—	—	—
PARQUE EÓLICO DE SAN ANDRÉS, S.A.	82,00	82,00	IG	—	—	—
PARQUE EÓLICO DE SANTA LUCÍA, S.A.	66,33	66,33	IG	—	—	—
PARQUE EÓLICO FINCA DE MOGÁN, S.A.	90,00	90,00	IG	—	—	—
PARQUE EÓLICO MONTES DE LAS NAVAS, S.A.	75,50	75,50	IG	—	—	—
PARQUE EÓLICO PUNTA DE TENO, S.A.	52,00	52,00	IG	—	—	—
PARQUE EÓLICO SIERRA DEL MADERO, S.A.	58,00	58,00	IG	—	—	—
PLANTA EÓLICA EUROPEA, S.A.	56,12	56,12	IG	—	—	—
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE, S.A.	85,00	85,00	IG	—	—	—
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES III, S.A.	82,89	82,89	IG	—	—	—
PROMOCIONES ENERGÉTICAS DEL BIERZO, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—
SERRA DO MONCOSO-CAMBÁS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	—	—	—
SISTEMAS ENERGÉTICOS MAÑÓN ORTIGUEIRA, S.A.	96,00	96,00	IG	—	—	—
SOCIEDAD EÓLICA DE ANDALUCÍA, S.A.	64,73	64,73	IG	—	—	—
SOCIEDAD EÓLICA LOS LANCES, S.A.	60,00	60,00	IG	—	—	—
VIRULEIROS, S.L.	67,00	67,00	IG	—	—	—

IG: Integración Global; MP: Método de Participación.

(*) Estas sociedades se incorporaron al perímetro de consolidación el 27 de julio de 2016 y fueron excluidas del perímetro de consolidación el día 29 de diciembre de 2016.

Sociedades Dependientes y de Operación Conjunta: Exclusiones durante 2016

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2016			% Participación a 31/12/2015		
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación
ENERGÍA DE LA LOMA, S.A. (*)	—	—	—	—	—	—
ENERGÍAS DE LA MANCHA ENEMAN, S.A. (*)	—	—	—	—	—	—

(*) Estas sociedades se incorporaron al perímetro de consolidación el 27 de julio de 2016 y fueron excluidas del perímetro de consolidación el 29 de diciembre de 2016.

Sociedades Dependientes y de Operación Conjunta: Variaciones durante 2016

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2016			% Participación a 31/12/2015		
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación
ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL, S.A.	100,00	100,00	IG	99,40	99,40	IG
HIDROMONDEGO – HIDROELÉCTRICA DO MONDEGO, LDA	100,00	100,00	IG	100,00	99,94	IG

IG: Integración Global.

Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos: Incorporaciones, Exclusiones y Variaciones durante 2017

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2017			% Participación a 31/12/2016		
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación
Incorporaciones:						
—	—	—	—	—	—	—
Exclusiones:						
ELÉCTRICA DE JAFRE, S.A.	100,00	100,00	IG	47,46	47,46	MP
Variaciones:						
—	—	—	—	—	—	—

IG: Integración Global; MP: Método de Participación.

Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos: Incorporaciones, Exclusiones y Variaciones durante 2016

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2016			% Participación a 31/12/2015		
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación
Incorporaciones:						
BOIRO ENERGÍA, S.A.	40,00	40,00	MP	—	—	—
CENTRAL HIDRÁULICA GÚEJAR-SIERRA, S.L.	33,33	33,33	MP	—	—	—
COGENERACIÓN EL SALTO, S.L. (EN LIQUIDACIÓN)	20,00	20,00	MP	—	—	—
COMPAÑÍA EÓLICA TIERRAS ALTAS, S.A.	37,51	37,51	MP	—	—	—
CONSORCIO EÓLICO MARINO CABO DE TRAFALGAR, S.L.	50,00	50,00	MP	—	—	—
CORPORACIÓN EÓLICA DE ZARAGOZA, S.L.	25,00	25,00	MP	—	—	—
DEPURACIÓN DESTILACIÓN RECICLAJE, S.L.	40,00	40,00	MP	—	—	—
ENERGÍAS ESPECIALES DEL BIERZO, S.A.	50,00	50,00	MP	—	—	—
ENERLASA, S.A. (EN LIQUIDACIÓN) (*)	—	—	—	—	—	—
EÓLICA DEL PRINCIPADO, S.A.	40,00	40,00	MP	—	—	—
EÓLICAS DE FUERTEVENTURA, A.I.E.	40,00	40,00	MP	—	—	—
EÓLICAS DE LA PATAGONIA, S.A.	50,00	50,00	MP	—	—	—
EÓLICAS DE LANZAROTE, S.L.	40,00	40,00	MP	—	—	—

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2016			% Participación a 31/12/2015		
	Control	Económico	Método de Consolidación	Control	Económico	Método de Consolidación
EÓLICAS DE TENERIFE, A.I.E.	50,00	50,00	MP	—	—	—
ERECOSALZ, S.L.	33,00	33,00	MP	—	—	—
HIDROELÉCTRICA DE OUROL, S.L.	30,00	30,00	MP	—	—	—
MINICENTRALES DEL CANAL IMPERIAL–GALLUR, S.L.	36,50	36,50	MP	—	—	—
OXAGESA, A.I.E. (EN LIQUIDACIÓN)	33,33	33,33	MP	—	—	—
PARC EOLIC LA TOSSA–LA MOLA D'EN PASCUAL, S.L.	30,00	30,00	MP	—	—	—
PARC EOLIC LOS ALIGARS, S.L.	30,00	30,00	MP	—	—	—
PRODUCTORA DE ENERGÍAS, S.A.	30,00	30,00	MP	—	—	—
PROYECTOS UNIVERSITARIOS DE ENERGÍAS RENOVABLES, S.L.	33,33	33,33	MP	—	—	—
SALTO DE SAN RAFAEL, S.L.	50,00	50,00	MP	—	—	—
SANTO ROSTRO COGENERACIÓN, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	45,00	45,00	MP	—	—	—
SISTEMA ELÉCTRICO DE CONEXIÓN VALCAIRE, S.L.	28,12	28,12	MP	—	—	—
SOCIEDAD EÓLICA EL PUNTAL, S.L.	50,00	50,00	MP	—	—	—
SOTAVENTO GALICIA, S.A.	36,00	36,00	MP	—	—	—
TERMOTEC ENERGÍA, A.I.E. (EN LIQUIDACIÓN)	45,00	45,00	MP	—	—	—
TOLEDO PV, A.I.E.	33,33	33,33	MP	—	—	—
UFEFYS, S.L. (EN LIQUIDACIÓN)	40,00	40,00	MP	—	—	—
YEDESA COGENERACIÓN, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	40,00	40,00	MP	—	—	—
Exclusiones:						
ENEL INSURANCE N.V.	—	—	—	50,00	50,00	MP
ENEL GREEN POWER ESPAÑA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	40,00	40,00	MP
ENERLASA, S.A. (EN LIQUIDACIÓN) (*)	—	—	—	—	—	—
Variaciones:						
CARBOPEGO – ABASTECIMIENTOS DE COMBUSTIVEIS, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	49,99	MP
ELECGAS, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	49,70	MP
PEGOP – ENERGÍA ELÉCTRICA, S.A.	50,00	50,00	MP	50,00	49,99	MP
TEJO ENERGIA – PRODUÇÃO E DISTRIBUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA, S.A.	43,75	43,75	MP	38,89	38,89	MP

IG: Integración Global; MP: Método de Participación.

(*) Esta sociedad se incorporó al perímetro de consolidación el 27 de julio de 2016 y fue excluida del perímetro de consolidación el 30 de diciembre de 2016.

Anexo IV: Participaciones Societarias que formaban parte de ENEL Green Power España, S.L.U. (EGPE) a la fecha de adquisición

Sociedades Dependientes

Sociedad (por orden alfabético)	% Participación a 27/07/2016			Domicilio Social	Actividad
	Control	Económico	Método de Consolidación		
AGUILÓN 20, S.A.	51,00	51,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
ALMUSSAFES SERVICIOS ENERGÉTICOS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	BARCELONA (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN
ENEL GREEN POWER GRANADILLA, S.L.	65,00	65,00	IG	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
ENERGÍA DE LA LOMA, S.A.	64,07	64,07	IG	JAEN (ESPAÑA)	BIOMASA
ENERGÍAS ALTERNATIVAS DEL SUR, S.L.	54,95	54,95	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
ENERGÍAS DE ARAGÓN II, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA
ENERGÍAS DE GRAUS, S.L.	66,67	66,67	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA
ENERGÍAS DE LA MANCHA ENEMAN, S.A.	68,42	68,42	IG	CIUDAD REAL (ESPAÑA)	BIOMASA
ENERGÍAS ESPECIALES DE CAREÓN, S.A.	77,00	77,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
ENERGÍAS ESPECIALES DE PEÑA ARMADA, S.A.	80,00	80,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
ENERGÍAS ESPECIALES DEL ALTO ULLA, S.A. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
EÓLICA DEL NOROESTE, S.L.	51,00	51,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
EÓLICA VALLE DEL EBRO, S.A.	50,50	50,50	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
EÓLICAS DE AGAETE, S.L.	80,00	80,00	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
EÓLICAS DE FUENCALIENTE, S.A.	55,00	55,00	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
EÓLICOS DE TIRAJANA, A.I.E.	60,00	60,00	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS

Sociedad (por orden alfabético)	% Participación a 27/07/2016			Domicilio Social	Actividad
	Control	Económico	Método de Consolidación		
EXPLORACIONES EÓLICAS DE ESCUCHA, S.A.	70,00	70,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
EXPLORACIONES EÓLICAS EL PUERTO, S.A.	73,60	73,60	IG	TERUEL (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
EXPLORACIONES EÓLICAS SASO PLANO, S.A.	65,00	65,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
EXPLORACIONES EÓLICAS SIERRA COSTERA, S.A.	90,00	90,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
EXPLORACIONES EÓLICAS SIERRA LA VIRGEN, S.A.	90,00	90,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
HISPANO GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR, S.L.	51,00	51,00	IG	BADAJOS (ESPAÑA)	PLANTA FOTOVOLTAICA
PARAVENTO, S.L.	90,00	90,00	IG	LUGO (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PARQUE EÓLICO A CAPELADA, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PARQUE EÓLICO ARAGÓN, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PARQUE EÓLICO BELMONTE, S.A.	50,16	50,16	IG	MADRID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PARQUE EÓLICO CARRETERA DE ARINAGA, S.A.	80,00	80,00	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PARQUE EÓLICO DE BARBANZA, S.A.	75,00	75,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PARQUE EÓLICO DE SAN ANDRÉS, S.A.	82,00	82,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PARQUE EÓLICO DE SANTA LUCÍA, S.A.	66,33	66,33	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PARQUE EÓLICO FINCA DE MOGÁN, S.A.	90,00	90,00	IG	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PARQUE EÓLICO MONTES DE LAS NAVAS, S.A.	75,50	75,50	IG	MADRID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PARQUE EÓLICO PUNTA DE TENO, S.A.	52,00	52,00	IG	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PARQUE EÓLICO SIERRA DEL MADERO, S.A.	58,00	58,00	IG	MADRID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PLANTA EÓLICA EUROPEA, S.A.	56,12	56,12	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE, S.A.	85,00	85,00	IG	VALLADOLID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PRODUCTOR REGIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES III, S.A.	82,89	82,89	IG	VALLADOLID (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PROMOCIONES ENERGÉTICAS DEL BIERZO, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	LEÓN (ESPAÑA)	ENERGÍAS RENOVABLES
SERRA DO MONCOSO-CAMBÁS, S.L. (SOCIEDAD UNIPERSONAL)	100,00	100,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
SISTEMAS ENERGÉTICOS MAÑÓN ORTIGUEIRA, S.A.	96,00	96,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	ENERGÍAS RENOVABLES
SOCIEDAD EÓLICA DE ANDALUCÍA, S.A.	64,73	64,73	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
SOCIEDAD EÓLICA LOS LANCES, S.A.	60,00	60,00	IG	SEVILLA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
VIRULEIROS, S.L.	67,00	67,00	IG	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS

IG: Integración Global.

Negocios Conjuntos y Sociedades Asociadas

Sociedad (por orden alfabético)	% Participación a 27/07/2016			Domicilio Social	Actividad
	Control	Económico	Método de Consolidación		
BOIRO ENERGÍA, S.A.	40,00	40,00	MP	LA CORUÑA (ESPAÑA)	ENERGÍAS RENOVABLES
CENTRAL HIDRÁULICA GÜEJAR-SIERRA, S.L.	33,33	33,33	MP	SEVILLA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA
COGENERACIÓN EL SALTO, S.L. (EN LIQUIDACIÓN)	20,00	20,00	MP	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN
COMPAÑÍA EÓLICA TIERRAS ALTAS, S.A.	37,51	37,51	MP	SORIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
CONSORCIO EÓLICO MARINO CABO DE TRAFALGAR, S.L.	50,00	50,00	MP	CÁDIZ (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS MARINOS
CORPORACIÓN EÓLICA DE ZARAGOZA, S.L.	25,00	25,00	MP	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
DEPURACIÓN DESTILACIÓN RECICLAJE, S.L.	40,00	40,00	MP	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PLANTA DE RECICLAJE
ENERGÍAS ESPECIALES DEL BIERZO, S.A.	50,00	50,00	MP	LEÓN (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
ENERLASA, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	45,00	45,00	MP	MADRID (ESPAÑA)	ENERGÍAS RENOVABLES
EÓLICA DEL PRINCIPADO, S.A.	40,00	40,00	MP	ASTURIAS (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
EÓLICAS DE FUERTEVENTURA, A.I.E.	40,00	40,00	MP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
EÓLICAS DE LANZAROTE, S.L.	40,00	40,00	MP	LAS PALMAS DE GRAN CANARIA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
EÓLICAS DE LA PATAGONIA, S.A.	50,00	50,00	MP	CAPITAL FEDERAL (ARGENTINA)	PARQUES EÓLICOS
EÓLICAS DE TENERIFE, A.I.E.	50,00	50,00	MP	SANTA CRUZ DE TENERIFE (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
ERECOSALZ, S.L.	33,00	33,00	MP	ZARAGOZA (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN
HIDROELÉCTRICA DE OUROL, S.L.	30,00	30,00	MP	LA CORUÑA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA
MINICENTRALES DEL CANAL IMPERIAL-GALLUR, S.L.	36,50	36,50	MP	ZARAGOZA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA
OXAGESA, A.I.E. (EN LIQUIDACIÓN)	33,33	33,33	MP	TERUEL (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN
PARC EOLIC LA TOSSA-LA MOLA D'EN PASCUAL, S.L.	30,00	30,00	MP	BARCELONA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PARC EOLIC LOS ALIGARS, S.L.	30,00	30,00	MP	BARCELONA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
PRODUCTORA DE ENERGÍAS, S.A.	30,00	30,00	MP	BARCELONA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA
PROYECTOS UNIVERSITARIOS DE ENERGÍAS RENOVABLES, S.L.	33,33	33,33	MP	ALICANTE (ESPAÑA)	ENERGÍAS RENOVABLES

Sociedad (por orden alfabético)	% Participación a 27/07/2016			Domicilio Social	Actividad
	Control	Económico	Método de Consolidación		
SALTO DE SAN RAFAEL, S.L.	50,00	50,00	MP	SEVILLA (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA
SANTO ROSTRO COGENERACIÓN, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	45,00	45,00	MP	SEVILLA (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN
SISTEMA ELÉCTRICO DE CONEXIÓN VALCAIRE, S.L.	28,12	28,12	MP	MADRID (ESPAÑA)	CENTRAL HIDRÁULICA
SOCIEDAD EÓLICA EL PUNTAL, S.L.	50,00	50,00	MP	SEVILLA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
SOTAVENTO GALICIA, S.A.	36,00	36,00	MP	LA CORUÑA (ESPAÑA)	PARQUES EÓLICOS
TERMOTEC ENERGÍA, A.I.E. (EN LIQUIDACIÓN)	45,00	45,00	MP	VALENCIA (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN
TOLEDO PV, A.I.E.	33,33	33,33	MP	MADRID (ESPAÑA)	PLANTA FOTOVOLTAICA
UFEFYS, S.L. (EN LIQUIDACIÓN)	40,00	40,00	MP	MADRID (ESPAÑA)	ENERGÍAS RENOVABLES
YEDESA COGENERACIÓN, S.A. (EN LIQUIDACIÓN)	40,00	40,00	MP	ALMERÍA (ESPAÑA)	PLANTA DE COGENERACIÓN

MP: Método de Participación.

Las Cuentas Anuales Consolidadas (Estado de Situación Financiera Consolidado, Estado del Resultado Consolidado, Estado del Resultado Global Consolidado, Estado de cambios en el Patrimonio Neto Consolidado, Estado de Flujos de Efectivo y Memoria) correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2017 de ENDESA, Sociedad Anónima y SOCIEDADES DEPENDIENTES, que se contienen en el presente documento, han sido formuladas por el Consejo de Administración de la Sociedad ENDESA, Sociedad Anónima en sesión de 26 de febrero de 2018 y se firman, a continuación, por todos los Administradores, en cumplimiento del Artículo 253 de la Ley de Sociedades de Capital.

D. Borja Prado Eulate Presidente	D. Francesco Starace Vicepresidente
D. José Damián Bogas Gálvez Consejero Delegado	D. Alejandro Echevarría Busquet Vocal
D. Ignacio Garralda Ruiz de Velasco Vocal	Dña. Maria Patrizia Grieco Vocal
D. Francisco de Lacerda Vocal	D. Alberto de Paoli Vocal
Dña. Helena Revoredo Delvecchio Vocal	D. Miguel Roca Junyent Vocal
D. Enrico Viale Vocal	

Madrid, 26 de febrero de 2018

