



# Junta General de Accionistas

Informe financiero anual  
Consolidado / Ejercicio 2016 / 2017



erontka  
GARBIA

EVENTO SOSTENIBLE

Cuida del medio ambiente. Imprime sólo si es necesario

**Informe de auditoría independiente**

**IBERDROLA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES**

**Cuentas anuales consolidadas e Informe de gestión consolidado  
correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2016**

## INFORME DE AUDITORÍA INDEPENDIENTE DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

A los Accionistas de Iberdrola, S.A.:

### **Informe sobre las cuentas anuales consolidadas**

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas adjuntas de Iberdrola, S.A. (la sociedad dominante) y sociedades dependientes (el Grupo), que comprenden el estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre de 2016, el estado consolidado del resultado, el estado consolidado del resultado global, el estado consolidado de cambios en el patrimonio neto, el estado consolidado de flujos de efectivo y la memoria consolidada correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha.

#### *Responsabilidad de los administradores en relación con las cuentas anuales consolidadas*

Los administradores de la sociedad dominante son responsables de formular las cuentas anuales consolidadas adjuntas de forma que expresen la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados consolidados de Iberdrola, S.A. y sociedades dependientes, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo en España, y del control interno que consideren necesario para permitir la preparación de cuentas anuales consolidadas libres de incorrección material, debida a fraude o error.

#### *Responsabilidad del auditor*

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las cuentas anuales consolidadas adjuntas, basada en nuestra auditoría. Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la auditoría de cuentas vigente en España. Dicha normativa exige que cumplamos los requerimientos de ética, así como que planifiquemos y ejecutemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable de que las cuentas anuales consolidadas están libres de incorrecciones materiales.

Una auditoría requiere la aplicación de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los importes y la información revelada en las cuentas anuales consolidadas. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluida la valoración de los riesgos de incorrección material en las cuentas anuales consolidadas, debida a fraude o error. Al efectuar dichas valoraciones del riesgo, el auditor tiene en cuenta el control interno relevante para la formulación por parte de los administradores de la sociedad dominante de las cuentas anuales consolidadas, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la entidad. Una auditoría también incluye la evaluación de la adecuación de las políticas contables aplicadas y de la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas por la dirección, así como la evaluación de la presentación de las cuentas anuales consolidadas tomadas en su conjunto.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión de auditoría.

## Opinión

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de Iberdrola, S.A. y sociedades dependientes a 31 de diciembre de 2016, así como de sus resultados consolidados y flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación en España.

## Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2016 contiene las explicaciones que los administradores de la sociedad dominante consideran oportunas sobre la situación del Grupo, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2016. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de Iberdrola, S.A. y sociedades dependientes.

23 de febrero de 2017



ERNST & YOUNG, S.L.

Año 2017 Nº 03/17/00719  
COPIA

Informe de auditoría de cuentas sujeto  
a la normativa de auditoría de cuentas  
española o internacional

ERNST & YOUNG, S.L.  
(Inscrita en el Registro Oficial de Auditores  
de Cuentas con el Nº S0530)

Francisco Rahola Carral



# Informe financiero anual

Iberdrola, S.A. y sociedades dependientes / Ejercicio 2016

**CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO  
CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO ANUAL TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016**

## ÍNDICE

	<u>Página</u>
Estados consolidados de situación financiera a 31 de diciembre de 2016 y 2015	5
Estados consolidados del resultado correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015	7
Estados consolidados del resultado global correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015	8
Estados consolidados de cambios en el patrimonio neto correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015	9
Estados consolidados de flujos de efectivo correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015	11
<b>Memoria</b>	
1. Actividad del Grupo	12
2. Bases de presentación de las Cuentas anuales consolidadas	13
3. Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico y gasista	19
4. Políticas contables	35
5. Política de financiación y de riesgos financieros	61
6. Uso de estimaciones y fuentes de incertidumbre	65
7. Información sobre segmentos geográficos y por negocios	72
8. Activo intangible	76
9. Inversiones inmobiliarias	79
10. Propiedad, planta y equipo	80
11. Acuerdos de concesión	83
12. Deterioro de activos no financieros	84
13. Inversiones financieras	90
14. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar no corrientes	94
15. Valoración de instrumentos financieros	95
16. Combustible nuclear	98
17. Existencias	99
18. Otros deudores comerciales y otras cuentas a cobrar corrientes	99
19. Efectivo y otros medios equivalentes	100
20. Patrimonio neto	101
21. Instrumentos de capital con características de pasivo financiero	114
22. Ingresos diferidos	114
23. Provisiones para pensiones y obligaciones similares	115
24. Otras provisiones	130
25. Deuda financiera – préstamos y otros	132
26. Instrumentos financieros derivados	139
27. Otras cuentas a pagar no corrientes y otros pasivos corrientes	141
28. Impuestos diferidos y gasto por impuesto sobre sociedades	142
29. Administraciones Públicas	148
30. Acreedores comerciales	149
31. Información sobre el periodo medio de pago a proveedores. Disposición adicional tercera. “Deber de información” de la Ley 15/2010, de 5 de julio	149
32. Importe neto de la cifra de negocios	150
33. Contratos de construcción	150
34. Aprovisionamientos	151
35. Gastos de personal	151

<b>36. Arrendamientos operativos</b>	<b>152</b>
<b>37. Tributos</b>	<b>153</b>
<b>38. Amortizaciones y provisiones</b>	<b>154</b>
<b>39. Beneficios y pérdidas en enajenación de activos no corrientes</b>	<b>154</b>
<b>40. Ingreso financiero</b>	<b>156</b>
<b>41. Gasto financiero</b>	<b>156</b>
<b>42. Combinaciones de negocios</b>	<b>157</b>
<b>43. Activos y pasivos contingentes</b>	<b>159</b>
<b>44. Intereses en operaciones conjuntas</b>	<b>172</b>
<b>45. Garantías comprometidas con terceros y otros compromisos adquiridos</b>	<b>173</b>
<b>46. Retribuciones al Consejo de Administración</b>	<b>176</b>
<b>47. Información sobre el cumplimiento del artículo 229 de la Ley de Sociedades de Capital</b>	<b>181</b>
<b>48. Retribuciones a la alta dirección</b>	<b>181</b>
<b>49. Saldos y operaciones con otras partes relacionadas</b>	<b>183</b>
<b>50. Situación financiera y hechos posteriores a 31 de diciembre de 2016</b>	<b>188</b>
<b>51. Honorarios por servicios prestados por los auditores de cuentas</b>	<b>190</b>
<b>52. Beneficio por acción</b>	<b>190</b>
<b>53. Formulación de las cuentas anuales</b>	<b>191</b>
<b>Anexo</b>	<b>192</b>
<b>Informe de gestión consolidado del ejercicio 2016</b>	<b>207</b>



**IBERDROLA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES****Estados consolidados de situación financiera a 31 de diciembre de 2016 y 2015****Miles de euros**

<b>ACTIVO</b>	<b>Nota</b>	<b>31.12.2016</b>	<b>31.12.2015 (*)</b>
<b>Activo Intangible</b>	<b>8</b>	<b>19.934.163</b>	<b>20.759.606</b>
Fondo de comercio		8.711.053	9.352.789
Otros activos intangibles		11.223.110	11.406.817
<b>Inversiones inmobiliarias</b>	<b>9</b>	<b>462.342</b>	<b>480.741</b>
<b>Propiedad, planta y equipo</b>	<b>10</b>	<b>63.834.384</b>	<b>61.788.590</b>
Propiedad, planta y equipo en explotación		57.343.025	56.827.455
Propiedad, planta y equipo en curso		6.491.359	4.961.135
<b>Inversiones financieras no corrientes</b>		<b>3.903.994</b>	<b>3.711.006</b>
Participaciones contabilizadas por el método de participación	13.a	2.239.655	2.050.183
Cartera de valores no corrientes		59.489	91.619
Otras inversiones financieras no corrientes	13.c	695.668	608.712
Instrumentos financieros derivados	26	909.182	960.492
<b>Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar no corrientes</b>	<b>14</b>	<b>887.083</b>	<b>615.261</b>
<b>Impuestos diferidos activos</b>	<b>28</b>	<b>6.958.154</b>	<b>6.629.508</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>95.980.120</b>	<b>93.984.712</b>
<b>Activos mantenidos para su enajenación</b>		<b>-</b>	<b>43.675</b>
<b>Combustible nuclear</b>	<b>16</b>	<b>322.630</b>	<b>349.882</b>
<b>Existencias</b>	<b>17</b>	<b>1.633.502</b>	<b>1.797.199</b>
<b>Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar corrientes</b>		<b>5.862.492</b>	<b>6.047.818</b>
Activos por impuestos corrientes	29	503.403	411.322
Otras cuentas a cobrar a Administraciones Públicas	29	143.379	266.640
Otros deudores comerciales y otras cuentas a cobrar corrientes	18	5.215.710	5.369.856
<b>Inversiones financieras corrientes</b>		<b>1.474.790</b>	<b>1.287.623</b>
Cartera de valores corrientes		4.584	4.583
Otras inversiones financieras corrientes	13.c	776.341	683.010
Instrumentos financieros derivados	26	693.865	600.030
<b>Efectivo y otros medios equivalentes</b>	<b>19</b>	<b>1.432.686</b>	<b>1.153.273</b>
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>		<b>10.726.100</b>	<b>10.679.470</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>		<b>106.706.220</b>	<b>104.664.182</b>

(\*) El Estado consolidado de situación financiera correspondiente a 31 de diciembre de 2015 se presenta única y exclusivamente a efectos comparativos.

Las Notas 1 a 53 descritas en la Memoria consolidada adjunta y el Anexo forman parte integrante de los Estados consolidados de situación financiera a 31 de diciembre de 2016 y 2015.

**IBERDROLA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES****Estados consolidados de situación financiera a 31 de diciembre de 2016 y 2015**

Miles de euros

<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVO</b>	<b>Nota</b>	<b>31.12.2016</b>	<b>31.12.2015 (*)</b>
<b>De la sociedad dominante</b>	<b>20</b>	<b>36.690.965</b>	<b>37.158.658</b>
Capital suscrito		4.771.559	4.752.652
Reserva por revaluación de activos y pasivos no realizados		(149.394)	(222.051)
Otras reservas		31.506.301	31.304.757
Acciones propias en cartera		(1.083.367)	(639.239)
Diferencias de conversión		(1.059.117)	(459.039)
Resultado neto del periodo		2.704.983	2.421.578
<b>De accionistas minoritarios</b>		<b>3.445.898</b>	<b>3.246.287</b>
<b>De obligaciones perpetuas subordinadas</b>		<b>550.526</b>	<b>551.108</b>
<b>PATRIMONIO NETO</b>		<b>40.687.389</b>	<b>40.956.053</b>
<b>INSTRUMENTOS DE CAPITAL NO CORRIENTES CON CARACTERÍSTICAS DE PASIVO FINANCIERO</b>	<b>21</b>	<b>43.664</b>	<b>117.209</b>
<b>Ingresos diferidos</b>	<b>22</b>	<b>6.590.302</b>	<b>6.511.452</b>
<b>Provisiones</b>		<b>4.904.875</b>	<b>5.005.174</b>
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	23	2.380.590	2.233.460
Otras provisiones	24	2.524.285	2.771.714
<b>Deuda financiera</b>		<b>26.926.882</b>	<b>24.899.010</b>
Deuda financiera - Préstamos y otros	25	26.509.052	24.567.364
Instrumentos financieros derivados	26	417.830	331.646
<b>Otras cuentas a pagar no corrientes</b>	<b>27</b>	<b>737.269</b>	<b>689.694</b>
<b>Impuestos diferidos pasivos</b>	<b>28</b>	<b>12.740.661</b>	<b>11.896.477</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>51.899.989</b>	<b>49.001.807</b>
<b>INSTRUMENTOS DE CAPITAL CORRIENTES CON CARACTERÍSTICAS DE PASIVO FINANCIERO</b>	<b>21</b>	<b>93.390</b>	<b>99.221</b>
<b>Provisiones</b>		<b>143.643</b>	<b>245.346</b>
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	23	9.771	10.396
Otras provisiones	24	133.872	234.950
<b>Deuda financiera</b>		<b>5.404.119</b>	<b>5.662.019</b>
Deuda financiera - Préstamos y otros	25	4.711.630	4.877.111
Instrumentos financieros derivados	26	692.489	784.908
<b>Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar</b>		<b>8.434.026</b>	<b>8.582.527</b>
Acreedores comerciales	30	5.490.634	5.577.148
Pasivos por impuestos corrientes	29	237.123	250.361
Otras cuentas a pagar a Administraciones Públicas	29	914.493	1.000.712
Otros pasivos corrientes	27	1.791.776	1.754.306
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>		<b>13.981.788</b>	<b>14.489.892</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO</b>		<b>106.706.220</b>	<b>104.664.182</b>

(\*) El Estado consolidado de situación financiera correspondiente a 31 de diciembre de 2015 se presentan única y exclusivamente a efectos comparativos.

Las Notas 1 a 53 descritas en la Memoria consolidada adjunta y el Anexo forman parte integrante de los Estados consolidados de situación financiera a 31 de diciembre de 2016 y 2015.

**IBERDROLA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES**

Estados consolidados del resultado correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015

Miles de euros

	Nota	31.12.2016	31.12.2015 (*) Re-expresado (Nota 2.a)
Importe neto de la cifra de negocios	32	29.215.382	31.418.693
Aprovisionamientos	34	(16.299.160)	(18.576.018)
<b>MARGEN BRUTO</b>		<b>12.916.222</b>	<b>12.842.675</b>
Gastos de personal	35	(2.517.301)	(2.430.227)
Gastos de personal activados	35	632.826	497.133
Gastos de personal netos		(1.884.475)	(1.933.094)
Servicios exteriores		(2.299.556)	(2.444.299)
Otros ingresos de explotación		612.281	638.576
Servicios exteriores netos		(1.687.275)	(1.805.723)
Gasto operativo neto		(3.571.750)	(3.738.817)
Tributos	37	(1.536.730)	(1.706.463)
<b>BENEFICIO BRUTO DE EXPLOTACIÓN / EBITDA</b>		<b>7.807.742</b>	<b>7.397.395</b>
Amortizaciones y provisiones	38	(3.253.706)	(3.568.108)
<b>BENEFICIO DE EXPLOTACIÓN / EBIT</b>		<b>4.554.036</b>	<b>3.829.287</b>
Resultado de sociedades por el método de participación - neto de impuestos	13.a	48.723	55.318
Ingreso financiero	40	1.060.181	585.017
Gasto financiero	41	(1.963.625)	(1.608.071)
Resultado financiero		(903.444)	(1.023.054)
Beneficios en enajenación de activos no corrientes	39	53.032	131.845
Pérdidas en enajenación de activos no corrientes	39	(4.886)	(6.775)
Resultado de activos no corrientes		48.146	125.070
<b>BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS</b>		<b>3.747.461</b>	<b>2.986.621</b>
Impuesto sobre sociedades	28	(904.619)	(527.092)
<b>BENEFICIO NETO DEL EJERCICIO</b>		<b>2.842.842</b>	<b>2.459.529</b>
Accionistas minoritarios		(114.911)	(16.496)
Tenedores de obligaciones perpetuas subordinadas	20	(22.948)	(21.455)
<b>BENEFICIO NETO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE</b>		<b>2.704.983</b>	<b>2.421.578</b>
<b>BENEFICIO BÁSICO Y DILUIDO POR ACCIÓN EN EUROS</b>	<b>52</b>	<b>0,421</b>	<b>0,368</b>

(\*) El Estado consolidado del resultado a 31 de diciembre de 2015 se presenta única y exclusivamente a efectos comparativos.

Las Notas 1 a 53 descritas en la Memoria consolidada adjunta y el Anexo forman parte integrante de los Estados consolidados del resultado correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015.

## IBERDROLA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES

## Estados consolidados del resultado global correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015

Miles de euros	31.12.2016				31.12.2015 (*)			
	De la sociedad dominante	De accionistas minoritarios	De tenedores de obligaciones perpetuas	Total	De la sociedad dominante	De accionistas minoritarios	De tenedores de obligaciones perpetuas	Total
<b>RESULTADO NETO DEL EJERCICIO</b>	<b>2.704.983</b>	<b>114.911</b>	<b>22.948</b>	<b>2.842.842</b>	<b>2.421.578</b>	<b>16.496</b>	<b>21.455</b>	<b>2.459.529</b>
<b>OTROS RESULTADOS GLOBALES A IMPUTAR A LOS ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS EN LOS PRÓXIMOS EJERCICIOS</b>								
<b>En reservas por revaluación de activos y pasivos no realizados</b>	<b>15.706</b>	<b>(10.690)</b>	<b>-</b>	<b>5.016</b>	<b>79.311</b>	<b>(1.268)</b>	<b>-</b>	<b>78.043</b>
Variación en la valoración de inversiones disponibles para la venta	(13)	-	-	(13)	29	-	-	29
Variación en la valoración de derivados de cobertura de flujos de efectivo	15.118	(17.701)	-	(2.583)	110.475	(2.076)	-	108.399
Efecto fiscal	601	7.011	-	7.612	(31.193)	808	-	(30.385)
<b>En diferencias de conversión</b>	<b>(843.875)</b>	<b>171.949</b>	<b>-</b>	<b>(671.926)</b>	<b>1.502.588</b>	<b>7.769</b>	<b>-</b>	<b>1.510.357</b>
<b>TOTAL</b>	<b>(828.169)</b>	<b>161.259</b>	<b>-</b>	<b>(666.910)</b>	<b>1.581.899</b>	<b>6.501</b>	<b>-</b>	<b>1.588.400</b>
<b>OTROS RESULTADOS GLOBALES QUE NO SE IMPUTARÁN A LOS ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS EN LOS PRÓXIMOS EJERCICIOS</b>								
<b>En otras reservas</b>	<b>(231.493)</b>	<b>13.891</b>	<b>-</b>	<b>(217.602)</b>	<b>60.940</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>60.940</b>
Pérdidas y ganancias actuariales de pensiones	(256.000)	22.978	-	(233.022)	92.315	-	-	92.315
Efecto fiscal	24.507	(9.087)	-	15.420	(31.375)	-	-	(31.375)
<b>En reservas por revaluación de activos y pasivos no realizados</b>	<b>73.496</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>73.496</b>	<b>4.532</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4.532</b>
Variación en la valoración de derivados de cobertura de flujos de efectivo	96.192	-	-	96.192	5.672	-	-	5.672
Efecto fiscal	(22.696)	-	-	(22.696)	(1.140)	-	-	(1.140)
<b>TOTAL</b>	<b>(157.997)</b>	<b>13.891</b>	<b>-</b>	<b>(144.106)</b>	<b>65.472</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>65.472</b>
<b>OTROS RESULTADOS GLOBALES DE LAS SOCIEDADES CONTABILIZADAS POR EL METODO DE PARTICIPACIÓN (NETO DE IMPUESTOS)</b>								
<b>En otras reservas</b>	<b>(16.453)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(16.453)</b>	<b>5.002</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5.002</b>
<b>En reservas por revaluación de activos y pasivos no realizados</b>	<b>(16.545)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(16.545)</b>	<b>16.746</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>16.746</b>
<b>TOTAL (Nota 13.a)</b>	<b>(32.998)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(32.998)</b>	<b>21.748</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>21.748</b>
<b>TOTAL RESULTADO NETO IMPUTADO DIRECTAMENTE EN PATRIMONIO</b>	<b>(1.019.164)</b>	<b>175.150</b>	<b>-</b>	<b>(844.014)</b>	<b>1.669.119</b>	<b>6.501</b>	<b>-</b>	<b>1.675.620</b>
<b>TOTAL RESULTADO GLOBAL DEL PERIODO</b>	<b>1.685.819</b>	<b>290.061</b>	<b>22.948</b>	<b>1.998.828</b>	<b>4.090.697</b>	<b>22.997</b>	<b>21.455</b>	<b>4.135.149</b>

(\*) El Estado consolidado del resultado global correspondiente al ejercicio 2015 se presenta única y exclusivamente a efectos comparativos. Las Notas 1 a 53 descritas en la Memoria consolidada adjunta y el Anexo forman parte integrante de los Estados consolidados del Resultado global correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015.

## IBERDROLA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES

## Estados consolidados de cambios en el patrimonio neto correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015

Miles de euros	Otras reservas						Resultados acumulados y remanente	Reserva por revaluación de activos y pasivos no realizados	Diferencias de conversión	Resultado neto del periodo	Intereses minoritarios	Obligaciones perpetuas subordinadas	Total
	Capital suscrito	Acciones propias en cartera	Reserva legal	Reservas de revalorización	Prima de emisión	Otras reservas indisponibles							
<b>Saldo a 01.01.2016</b>	<b>4.752.652</b>	<b>(639.239)</b>	<b>958.271</b>	<b>505.241</b>	<b>14.667.676</b>	<b>410.793</b>	<b>14.762.776</b>	<b>(222.051)</b>	<b>(459.039)</b>	<b>2.421.578</b>	<b>3.246.287</b>	<b>551.108</b>	<b>40.956.053</b>
<b>Resultado global del periodo</b>	-	-	-	-	-	-	(247.946)	72.657	(843.875)	2.704.983	290.061	22.948	1.998.828
<b>Operaciones con socios o propietarios</b>													
Ampliación de capital liberada (Nota 20)	136.805	-	-	(136.805)	-	-	(916)	-	-	-	-	-	(916)
Reducción de capital (Nota 20)	(117.898)	946.566	-	-	-	117.898	(946.603)	-	-	-	-	-	(37)
Distribución de resultados del ejercicio 2015	-	-	-	-	-	-	2.234.861	-	-	(2.421.578)	-	-	(186.717)
Adquisición de derechos de asignación gratuita (Nota 20)	-	-	-	-	-	-	(514.265)	-	-	-	-	-	(514.265)
Operaciones realizadas con acciones propias (Nota 20)	-	(1.390.694)	-	-	-	-	2.707	-	-	-	-	-	(1.387.987)
<b>Otras variaciones en el patrimonio neto</b>													
Pagos basados en instrumentos de patrimonio (Nota 20)	-	-	-	-	-	-	(35.160)	-	-	-	-	-	(35.160)
Otras variaciones	-	-	-	-	-	-	(272.227)	-	243.797	-	(90.450)	(23.530)	(142.410)
<b>Saldo a 31.12.2016</b>	<b>4.771.559</b>	<b>(1.083.367)</b>	<b>958.271</b>	<b>368.436</b>	<b>14.667.676</b>	<b>528.691</b>	<b>14.983.227</b>	<b>(149.394)</b>	<b>(1.059.117)</b>	<b>2.704.983</b>	<b>3.445.898</b>	<b>550.526</b>	<b>40.687.389</b>

Miles de euros	Otras reservas						Resultados acumulados y remanente	Reserva por revaluación de activos y pasivos no realizados	Diferencias de conversión	Resultado neto del periodo	Intereses minoritarios	Obligaciones perpetuas subordinadas	Total
	Capital suscrito	Acciones propias en cartera	Reserva legal	Reservas de revalorización	Prima de emisión	Otras reservas indisponibles							
<b>Saldo a 01.01.2015 (*)</b>	<b>4.791.362</b>	<b>(815.990)</b>	<b>956.019</b>	<b>577.893</b>	<b>14.667.676</b>	<b>299.431</b>	<b>13.882.638</b>	<b>(327.003)</b>	<b>(1.404.052)</b>	<b>2.326.516</b>	<b>199.611</b>	<b>551.197</b>	<b>35.705.298</b>
<b>Resultado global del periodo</b>	-	-	-	-	-	-	65.942	100.589	1.502.588	2.421.578	22.997	21.455	4.135.149
<b>Operaciones con socios o propietarios</b>													
Ampliación de capital liberada (Nota 20)	72.652	-	-	(72.652)	-	-	(664)	-	-	-	-	-	(664)
Reducción de capital (Nota 20)	(111.362)	827.884	-	-	-	111.362	(827.917)	-	-	-	-	-	(33)
Distribución de resultados del ejercicio 2014	-	-	2.252	-	-	-	2.137.134	-	-	(2.326.516)	-	-	(187.130)
Adquisición de derechos de asignación gratuita (Nota 20)	-	-	-	-	-	-	(115.028)	-	-	-	-	-	(115.028)
Operaciones realizadas con acciones propias (Nota 20)	-	(651.133)	-	-	-	-	4.178	-	-	-	-	-	(646.955)
Transacciones con intereses minoritarios (Nota 42)	-	-	-	-	-	-	(394.867)	4.363	(557.575)	-	948.079	-	-
<b>Otras variaciones en el patrimonio neto</b>													
Pagos basados en instrumentos de patrimonio (Nota 20)	-	-	-	-	-	-	(4.385)	-	-	-	-	-	(4.385)
Modificación del perímetro de consolidación (Nota 42)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.074.185	-	2.074.185
Otras variaciones	-	-	-	-	-	-	15.745	-	-	-	1.415	(21.544)	(4.384)
<b>Saldo a 31.12.2015 (*)</b>	<b>4.752.652</b>	<b>(639.239)</b>	<b>958.271</b>	<b>505.241</b>	<b>14.667.676</b>	<b>410.793</b>	<b>14.762.776</b>	<b>(222.051)</b>	<b>(459.039)</b>	<b>2.421.578</b>	<b>3.246.287</b>	<b>551.108</b>	<b>40.956.053</b>

(\*) El Estado consolidado de cambios en el patrimonio neto correspondiente al ejercicio 2015 se presenta única y exclusivamente a efectos comparativos.

Las Notas 1 a 53 descritas en la Memoria consolidada adjunta y el Anexo forman parte integrante de los Estados consolidados de cambios en el patrimonio neto correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015.

**IBERDROLA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES****Estados consolidados de flujos de efectivo correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015**

Miles de euros	Nota	31.12.2016	31.12.2015 (*)
Beneficio antes de impuestos		<b>3.747.461</b>	<b>2.986.621</b>
Ajustes por			
Amortizaciones, provisiones y gastos de personal por pensiones	35,38	3.362.519	3.802.655
Resultados netos de participación en empresas asociadas y negocios conjuntos	13	(48.723)	(55.318)
Subvenciones aplicadas	22	(277.241)	(232.246)
Ingresos y gastos financieros	40,41	903.444	1.023.054
Resultados en enajenación de activos no corrientes	39	(48.146)	(125.070)
Variación de capital circulante			
Variación de deudores comerciales y otros		312.847	(309.353)
Variación de existencias		190.950	272.978
Variación de acreedores comerciales y otras cuentas a pagar		(294.873)	(49.406)
Efecto de las diferencias de conversión en el capital circulante de las sociedades extranjeras		-	12.900
Variación de deudores y otras cuentas a pagar no corrientes		(15.448)	31.039
Pagos de provisiones		(464.802)	(473.554)
Impuestos sobre las ganancias pagados		(743.362)	(691.622)
Dividendos cobrados		95.258	67.258
<b>Flujos netos de efectivo de actividades de explotación</b>		<b>6.719.884</b>	<b>6.259.936</b>
Adquisición de subsidiarias	42	-	(541.389)
Variación del efectivo por modificación del perímetro de consolidación	42	-	43.217
Adquisición de activos intangibles	8	(284.662)	(262.979)
Adquisición de empresas asociadas	13	(47.460)	(69.448)
Cartera de valores		(16.689)	(3.176)
Otras inversiones	13	(1.525)	(1.707)
Adquisición de inversiones inmobiliarias	9	(7.321)	(4.713)
Adquisición de propiedad, planta y equipo	10	(4.732.931)	(3.828.998)
Subvenciones de capital	22	15.380	31.793
Variación de circulante por activos financieros corrientes		(9.171)	(1.375)
Intereses cobrados		157.943	188.443
Impuestos sobre las ganancias		(11.437)	(33.718)
Cobros por enajenación de activos no financieros		2.015	20.245
Cobros por enajenación de activos financieros		110.090	55.904
<b>Flujos netos de efectivo de las actividades de inversión</b>		<b>(4.825.768)</b>	<b>(4.407.901)</b>
Adquisición derechos de asignación gratuita	20	(514.265)	(115.028)
Dividendos pagados		(186.717)	(187.130)
Dividendos pagados a intereses minoritarios		(77.656)	-
Obligaciones perpetuas subordinadas		(30.188)	(30.188)
Emisiones y disposiciones de deuda financiera		9.277.651	6.058.274
Reembolso de deuda financiera		(7.646.334)	(6.546.927)
Intereses pagados excluidos intereses capitalizados		(1.037.353)	(1.122.931)
Variación de circulante por déficit de ingresos		(90.444)	285.389
Salidas efectivo por reducción de capital		(37)	(33)
Salidas efectivo por ampliación de capital		(916)	(664)
Adquisición de acciones propias	20	(1.453.188)	(941.042)
Cobros por enajenación de acciones propias	20	83.513	92.782
<b>Flujos netos de efectivo de las actividades de financiación</b>		<b>(1.675.934)</b>	<b>(2.507.498)</b>
<b>Efecto de las variaciones en el tipo de cambio en el efectivo o equivalentes</b>		<b>61.231</b>	<b>3.203</b>
<b>Incremento/(Decremento) neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>		<b>279.413</b>	<b>(652.260)</b>
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período</b>		<b>1.153.273</b>	<b>1.805.533</b>
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período</b>		<b>1.432.686</b>	<b>1.153.273</b>

(\*) El Estado consolidado de flujos de efectivo correspondiente al ejercicio 2015 se presenta, única y exclusivamente, a efectos comparativos. Las Notas 1 a 53 descritas en la Memoria consolidada adjunta y el Anexo forman parte integrante de los Estados consolidados de flujos de efectivo correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015.

## IBERDROLA, S.A. Y SOCIEDADES DEPENDIENTES

### Memoria consolidada correspondiente al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2016

#### 1. ACTIVIDAD DEL GRUPO

Iberdrola, S.A. (en adelante, IBERDROLA), constituida en España, conforme a lo establecido en el artículo 5 de sus Estatutos Sociales, tiene por objeto social:

- La realización de toda clase de actividades, obras y servicios propios o relacionados con los negocios de producción, transporte, transformación y distribución o comercialización de energía eléctrica o derivados de la electricidad, de sus aplicaciones y de las materias o energías primarias necesarias para su generación, servicios energéticos, de ingeniería e informáticos, telecomunicaciones y servicios relacionados con Internet, tratamiento y distribución de aguas, prestación integral de servicios urbanos y comercialización de gas, así como otras actividades gasistas de almacenamiento, regasificación, transporte o distribución que se realizarán de forma indirecta mediante la titularidad de acciones o participaciones en otras sociedades que no desarrollarán la actividad de comercialización de gas.
- La distribución, representación y comercialización de toda clase de bienes y servicios, productos, artículos, mercaderías, programas informáticos, equipos industriales y maquinaria, herramientas, utillaje, repuestos y accesorios.
- La investigación, estudio y planeamiento de proyectos de inversión y de organización de empresas, así como la promoción, creación y desarrollo de empresas industriales, comerciales o de servicios.
- La prestación de servicios de asistencia o apoyo a las sociedades y empresas participadas o comprendidas en el ámbito de su grupo de sociedades, a cuyo fin podrá prestar, a favor de las mismas, las garantías y afianzamientos que resulten oportunos.

Las actividades señaladas podrán desarrollarse tanto en España como en el extranjero, pudiendo llevarse a cabo bien directamente, de forma total o parcial, por IBERDROLA, o bien mediante la titularidad de acciones o de participaciones en otras sociedades, con sujeción en todo caso a las prescripciones de las legislaciones sectoriales aplicables en cada momento y, en especial, al sector eléctrico (Nota 3).

Con carácter general, el objeto social de las sociedades dependientes es la producción, transformación, distribución y comercialización de energía eléctrica, gas, servicios de telecomunicaciones, actividades inmobiliarias y de ingeniería, así como otras actividades conexas con las anteriores, tanto en España como en el extranjero.

El domicilio social de IBERDROLA se encuentra en la Plaza Euskadi 5, en Bilbao.



## 2. BASES DE PRESENTACIÓN DE LAS CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

### 2.a) Normativa contable aplicada

Las Cuentas anuales consolidadas del Grupo IBERDROLA del ejercicio 2016, que los administradores formulan con fecha 21 de febrero de 2017, se presentan de acuerdo con lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante, NIIF), según han sido aprobadas por la Unión Europea, de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento y del Consejo Europeo. Los administradores de IBERDROLA esperan que la Junta General de Accionistas apruebe estas Cuentas anuales consolidadas sin ninguna modificación.

Las Cuentas anuales consolidadas del Grupo IBERDROLA correspondientes al ejercicio 2015 fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas celebrada el 8 de abril de 2016.

A 31 de diciembre de 2016 el Grupo IBERDROLA presenta un déficit de capital circulante de 3.256 millones de euros. No obstante, como se detalla en la Nota 50, el Grupo Iberdrola posee una liquidez de 8.016 millones de euros, por lo que estas Cuentas anuales consolidadas han sido formuladas en base al principio de empresa en funcionamiento.

Las Cuentas anuales consolidadas se han preparado sobre la base del coste histórico, excepto en el caso de los activos financieros disponibles para la venta y los instrumentos financieros derivados, que se han valorado a su valor razonable. Los valores en libros de los activos y pasivos que son objeto de cobertura de valor razonable son ajustados para reflejar los cambios en su valor razonable originados por el riesgo cubierto.

Las políticas contables utilizadas en la preparación de estas Cuentas anuales consolidadas coinciden con las utilizadas en el ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2015, excepto por:

- La aplicación, con fecha 1 de enero de 2016, de las siguientes modificaciones de normas publicadas por el IASB (International Accounting Standards Board) que han sido adoptadas por la Unión Europea para su aplicación en Europa:
  - o Mejoras anuales a varias normas: Ciclo 2010-2012.
  - o Modificaciones a la NIC 19: “Planes de prestaciones definidas – Aportaciones de los empleados”.
  - o Modificaciones a la NIIF 11: “Contabilización de las adquisiciones de participaciones en operaciones conjuntas”.
  - o Modificaciones a la NIC 16 y 38: “Aclaraciones de los métodos aceptables de amortización”.
  - o Mejoras anuales a varias normas: Ciclo 2012-2014.
  - o Modificaciones a la NIC 1: “Iniciativas sobre información a revelar”.

En base a lo establecido en la NIC 1: “Iniciativas sobre información a revelar”, el Grupo IBERDROLA ha incorporado los siguientes nuevos subtotales en el Estado consolidado del resultado: “Gastos de personal netos”, “Servicios exteriores netos”, “Gasto operativo neto”, “Beneficio bruto de explotación / EBITDA”, “Resultado financiero” y “Resultado de activos no corrientes”. Dichos subtotales comprenden partidas formadas por importes reconocidos y medidos de acuerdo con las NIIF.

El resto de modificaciones de normas indicadas anteriormente no han tenido impacto relevante en estos Estados financieros.

- Con efecto 1 de enero de 2016, el Grupo IBERDROLA ha decidido modificar la política referente a las subvenciones de capital, registrando su imputación a resultados en el epígrafe de “Otros ingresos de explotación” del Estado consolidado de resultados, frente al criterio aplicado en ejercicios anteriores que era reducir la depreciación de los activos subvencionados registrados en el epígrafe “Amortizaciones y provisiones” del Estado consolidado de resultados.

La NIC 20: “Subvenciones” permite ambas opciones de reconocimiento de la imputación a resultados de las subvenciones de capital. Tras realizar una comparación con las políticas contables aplicadas por las empresas del sector, se ha considerado que este cambio de política contable permite una mayor comparabilidad.

Tal y como establece la NIC 8: “Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores”, se ha re-expresado la información comparativa del periodo anterior. El efecto en los ejercicios 2016 y 2015 asciende a 82 millones de euros y 91 millones de euros, respectivamente, y se corresponde principalmente con el efecto de los ITC (*Investment Tax Credit*) (Nota 3).

La modificación de esta política contable no ha tenido impacto en el Beneficio neto del Grupo.

El Grupo IBERDROLA no ha aplicado en la preparación de estas Cuentas anuales consolidadas de forma anticipada ninguna norma, interpretación o modificación publicada que todavía no esté vigente.

Por otro lado, a la fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas se habían emitido las siguientes normas, modificaciones e interpretaciones cuya fecha efectiva es posterior a los ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2016:

Norma		Aplicación obligatoria	
		IASB	Unión Europea
Modificaciones a la NIC 28 y NIIF 10	Venta o contribuciones de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto	Pospuesto	(*)
Modificaciones a la NIC 7	Estado de flujos de efectivo: Iniciativa sobre información a revelar	01.01.2017	(*)
Modificaciones a la NIC 12	Reconocimiento de los activos por impuestos diferidos de pérdidas no realizadas	01.01.2017	(*)
NIIF 15	Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes	01.01.2018	01.01.2018
NIIF 9	Instrumentos financieros	01.01.2018	01.01.2018
Modificaciones a la NIIF 2	Clasificación y medición de las transacciones con pagos basados en acciones	01.01.2018	(*)
CINIIF 22	Transacciones en moneda extranjera y pagos anticipados	01.01.2018	(*)
Modificaciones a la NIC 40	Transferencias de inversiones inmobiliarias	01.01.2018	(*)
Ciclo 2014-2016	Mejoras anuales varias normas	01.01.2017/ 01.01.2018	(*)
NIIF 16	Arrendamientos	01.01.2019	(*)
Modificaciones a la NIIF 15	Aclaraciones a la norma	01.01.2018	(*)

(\*) Pendientes de aprobación por la Unión Europea.

El Grupo IBERDROLA está actualmente analizando el impacto de la aplicación de estas normas, interpretaciones y modificaciones aprobadas cuya aplicación no es obligatoria en el ejercicio 2016. Dada la complejidad de la NIIF 9, NIIF 15 y la NIIF 16, dicho análisis continuará durante el ejercicio 2017. En lo que al resto de normas se refiere, el Grupo IBERDROLA estima que su aplicación no habría supuesto modificaciones significativas en estas Cuentas anuales consolidadas y que tampoco tendrán un impacto significativo en el momento de su aplicación.

- En lo que en la aplicación de la NIIF16 se refiere, el Grupo IBERDROLA espera que se incremente su activo por derecho de uso como consecuencia del registro de los derechos de uso originados por sus contratos de arrendamiento catalogados como operativos de acuerdo a la normativa actualmente en vigor. La contraparte de dicho activo financiero será fundamentalmente un mayor valor de la deuda, que se espera aumente en un importe superior al importe de los pagos mínimos por arrendamiento desglosado en la Nota 36 de estas Cuentas anuales consolidadas.

Adicionalmente, el gasto referente a dichos arrendamientos operativos, que en estas Cuentas anuales consolidadas figura registrado en el epígrafe “Servicios exteriores” del Estado consolidado del resultado, pasará, cuando se aplique la NIIF 16, a registrarse en los epígrafes “Amortizaciones y provisiones” – por la amortización del mencionado derecho de uso – y “Gasto financiero” – por el reflejo de la deuda a su valor actual – del Estado consolidado del resultado.

Los principales arrendamientos del Grupo IBERDROLA se refieren a terrenos donde se localizan los parques eólicos y los centros de transformación, edificios y vehículos, entre otros. Bajo la actual NIC 17, la mayor parte de dichos arrendamientos son considerados operativos.

El Grupo IBERDROLA, salvo excepciones, ha optado por excluir del alcance de la norma los activos intangibles, arrendamientos a corto plazo (plazo de arrendamiento inferior a 12 meses) y arrendamientos de activos que individualmente son de escaso valor. La transición a la nueva norma se realizará previsiblemente mediante la alternativa de aplicación retroactiva modificada. Asimismo, se aplicará la nueva definición de arrendamientos de la NIIF 16 a todos los contratos existentes a la fecha de primera aplicación.

Actualmente, el Grupo IBERDROLA se encuentra en proceso de modificación de sus sistemas informáticos para adaptar la contabilidad a los nuevos requerimientos normativos.

- Relativo a la aplicación de la NIIF 15 el 1 de enero de 2018, tras el análisis preliminar realizado, el Grupo IBERDROLA estima que su aplicación no habría supuesto modificaciones significativas en estas Cuentas anuales consolidadas, salvo por el efecto de la activación de los costes de captación de clientes. No obstante, el Grupo IBERDROLA se encuentra estudiando el posible efecto que pudiera tener la norma sobre el momento de reconocimiento de ingresos de algunos contratos de venta conjunta de energía, certificados verdes y otros servicios y el tratamiento contable de las instalaciones cedidas/financiadas por terceros.
- Relativo a la aplicación de la NIIF 9 el 1 de enero de 2018, tras el análisis preliminar realizado, el Grupo IBERDROLA considera provisionalmente que:
  - o Sus activos financieros continuarán valorándose a coste amortizado a excepción únicamente de los instrumentos de patrimonio y los instrumentos financieros derivados que se valorarán a valor razonable.
  - o Aplicará el modelo general de cálculo de la pérdida esperada en sus activos financieros distintos a las cuentas por cobrar comerciales y de arrendamiento para las que se aplicará el modelo simplificado tanto si poseen o no un componente financiero significativo. Dada la alta calidad crediticia de los activos financieros, se estima que la probabilidad de impago aplicable a los mismos no será significativa.
  - o La NIIF 9 permitirá aplicar la contabilidad de coberturas a coberturas económicas que bajo la actual NIC 39 no cumplen los requisitos de cobertura: principalmente la cobertura de componentes de riesgo de contratos no financieros y la consideración de partida cubierta a la combinación de un derivado y un elemento que podría cumplir las características de una partida cubierta. La transición a la nueva norma en relación con la contabilidad de coberturas se realizará de manera prospectiva.

El Grupo IBERDROLA no procederá a la aplicación anticipada de ninguna de las normas anteriores.

## 2.b) Principios de consolidación

El Anexo a estas Cuentas anuales consolidadas incluye un detalle de las sociedades dependientes, negocios conjuntos y asociadas de IBERDROLA, así como el método de consolidación o valoración aplicado y otra información referente a las mismas.

Las sociedades dependientes en las que el Grupo IBERDROLA posee el control se han consolidado por el método de integración global, salvo que representen un interés poco significativo con respecto a la imagen fiel del Grupo IBERDROLA.

El Grupo IBERDROLA considera que mantiene el control en una sociedad cuando está expuesto, o tiene derecho, a rendimientos variables procedentes de su implicación en la sociedad y tiene la capacidad de influir en esos rendimientos a través de su poder sobre ésta. A efectos de la preparación de estas Cuentas anuales consolidadas, se ha considerado que se dispone de control en aquellas sociedades en las que se dispone de más de un 50% de participación en el capital social y se pueda probar que dicho control existe. En el Anexo a estas Cuentas anuales consolidadas se muestra información relativa a las sociedades con un porcentaje de participación inferior al 50% consolidadas por integración global, así como las sociedades con un porcentaje de participación superior al 50% que no han sido consolidadas por integración global.

Los negocios conjuntos en los que participa el Grupo IBERDROLA han sido valorados por el método de participación.

Las sociedades asociadas en las que el Grupo IBERDROLA no dispone del control pero ejerce influencia significativa han sido valoradas por el método de participación. A efectos de la preparación de estas Cuentas anuales consolidadas, se ha considerado que se dispone de influencia significativa en aquellas sociedades en las que se dispone de más de un 20% de participación en el capital social y se pueda probar que dicha influencia significativa existe.

A pesar de tener un porcentaje de participación inferior al 20%, IBERDROLA considera que dispone de influencia significativa sobre Gamesa Corporación Tecnológica, S.A. (en adelante, GAMESA), entre otros aspectos, por la condición de IBERDROLA como principal accionista así como por la presencia de tres de sus representantes en su Consejo de Administración, compuesto por doce miembros, y la realización de transacciones significativas con dicha sociedad.

En el Anexo a estas Cuentas anuales consolidadas se muestra información relativa a las sociedades con un porcentaje de participación inferior al 20% consolidadas por el método de participación, así como las sociedades con un porcentaje de participación superior al 20% e inferior al 50% que no han sido consolidadas por el método de participación.

A 31 de diciembre de 2016 y 2015 no existen restricciones significativas sobre la capacidad para acceder o utilizar los activos y liquidar los pasivos de las subsidiarias, negocios conjuntos o asociadas, en particular en relación con las transferencias de efectivo y los dividendos u otras distribuciones de capital, excepto por aquellas restricciones impuestas por préstamos financieros respecto a la distribución de dividendos descritas en la Nota 25.

La fecha de cierre de los Estados financieros de las sociedades dependientes, negocios conjuntos y asociadas es el 31 de diciembre. Las políticas contables de dichas sociedades son las mismas o han sido homogeneizadas con las utilizadas por el Grupo IBERDROLA.

Los Estados financieros de cada una de las sociedades extranjeras han sido preparados en su moneda funcional, entendiéndose por tal la divisa del entorno económico en que cada sociedad opera y en la que genera y emplea el efectivo.

La consolidación del Grupo IBERDROLA se ha efectuado siguiendo los siguientes principios:

1. En la fecha de toma de control, los activos, pasivos y pasivos contingentes de la sociedad filial son registrados a valor razonable. En el caso de que exista una diferencia positiva entre el coste de adquisición de la sociedad filial y el valor de mercado de los indicados activos y pasivos, ésta se registra como fondo de comercio, por corresponder a activos no susceptibles de identificación y valoración separada. En el caso de que la diferencia sea negativa, se registra con abono al Estado consolidado del resultado.

2. Los resultados de las sociedades dependientes adquiridas o enajenadas durante el ejercicio se incluyen en el Estado consolidado del resultado desde la fecha efectiva de adquisición o hasta la fecha efectiva de enajenación.
3. Los resultados obtenidos en las transacciones de compra de participaciones a minoritarios en sociedades en las que se ejerce control, así como las de venta de participaciones sin pérdida de control se registran con cargo o abono a reservas.
4. El resultado de valorar las participaciones por el método de participación se refleja en los epígrafes "Otras reservas" y "Resultado de sociedades por el método de participación - neto de impuestos" del Estado consolidado de situación financiera y del Estado consolidado del resultado, respectivamente.
5. El valor de la participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las sociedades dependientes consolidadas por integración global se presenta, respectivamente, en los epígrafes "Patrimonio neto - De accionistas minoritarios" del Estado consolidado de situación financiera y "Accionistas minoritarios" del Estado consolidado del resultado.
6. La conversión de los Estados financieros de las sociedades extranjeras se ha realizado aplicando el método del tipo de cambio de cierre. Este método consiste en la conversión a euros de todos los bienes, derechos y obligaciones, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de las Cuentas anuales consolidadas y el tipo de cambio medio del ejercicio para las partidas de los Estados consolidados del resultado, manteniendo el patrimonio a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición (o al tipo de cambio medio del ejercicio de su generación en el caso de los resultados acumulados, siempre y cuando no haya operaciones significativas que hagan poco apropiada la utilización del tipo de cambio promedio), según corresponda. La diferencia de conversión resultante se imputa directamente a reservas.
7. Todos los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas por integración global se han eliminado en el proceso de consolidación. En las transacciones realizadas con empresas asociadas y negocios conjuntos, los beneficios o pérdidas de la operación son eliminados en el porcentaje de participación en cada sociedad.

## 2.c) Comparación de la información

Al comparar las cifras correspondientes al ejercicio 2016 incluidas en estas Cuentas anuales consolidadas con las correspondientes al ejercicio 2015, hay que tener en cuenta:

- Tal y como se indica en la Nota 42, el 25 de febrero de 2015, los Consejos de Administración de IBERDROLA, de IBERDROLA USA Inc. (sociedad que ha cambiado su denominación social, pasando a ser Avangrid Inc., en adelante AVANGRID) y de UIL Holdings Corporation (en adelante, UIL) aprobaron los términos para integrar UIL en el Grupo IBERDROLA a través de su absorción por Green Merger Sub, Inc. (en adelante, GREEN MERGER SUB), una sociedad íntegramente participada por AVANGRID. Esta adquisición, tras obtener las aprobaciones y autorizaciones oportunas, culminó el 16 de diciembre de 2015.

UIL es una sociedad estadounidense cuyas acciones cotizaban en la Bolsa de Nueva York y es la matriz de un grupo de sociedades dedicado principalmente al negocio regulado de transmisión y distribución de electricidad y gas en los estados de Connecticut y Massachusetts (Estados Unidos de América).

En consecuencia, mientras que el Estado consolidado del resultado, el Estado consolidado del resultado global, el Estado consolidado de cambios en el patrimonio neto y el Estado consolidado de flujos de efectivo correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2016 incluyen las actividades realizadas por UIL durante todo el año, los correspondientes al ejercicio 2015 sólo incluyen las llevadas a cabo desde el 16 de diciembre.

- Por otra parte, con efecto 1 de enero de 2016, el Grupo IBERDROLA ha modificado la forma de informar de sus actividades en Brasil asignándolas a las diferentes líneas de negocios a las que pertenecen los diferentes activos (hasta 31 de diciembre de 2015 se integraban en el segmento de Redes). El efecto de este cambio en la presentación por segmentos no es significativo y, tal y como establece la NIC 8: "Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores", se ha re-expresado la información comparativa del periodo anterior (Nota 7).

### 3. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y GASISTA

Tanto IBERDROLA como algunas de las sociedades del Grupo realizan actividades eléctricas y gasistas en España y en el extranjero muy influenciadas por los esquemas regulatorios (véase el Anexo a estas Cuentas anuales consolidadas). A continuación se resume la regulación más relevante aprobada en 2016 que afecta al Grupo IBERDROLA (en el Informe de gestión consolidado se describe en detalle esta regulación).

#### 3.1. Unión Europea

Los Estados miembros de la Unión Europea (UE) en los que IBERDROLA está presente, principalmente Reino Unido y España, deben cumplir la normativa comunitaria.

El objetivo de la legislación europea del sector energético es la constitución de mercados únicos de gas y electricidad para facilitar el intercambio y permitir que cualquier consumidor de la UE pueda contratar libremente con cualquier suministrador. Hay dos tipos de normativa al respecto: las directivas, que establecen criterios comunes que deben cumplir los mercados nacionales y que los Estados miembros deben trasponer a normativa nacional para su aplicación; y los reglamentos, que establecen normas para los temas supranacionales, especialmente los relacionados con los tránsitos de gas y electricidad, y que son de aplicación directa.

Otra normativa que afecta de forma indirecta al sector energético es la derivada de la política de energía y clima que se acordó en 2007, y que incluye el triple objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del 20%, establecer una cuota de energías renovables del 20% y un objetivo de reducción del consumo en un 20%, todo para el año 2020. Para cumplir con estos objetivos se han desarrollado cuatro documentos de legislación complementaria: la reforma del Sistema de Comercio de Emisiones de la UE (EU-ETS), los objetivos nacionales para las emisiones de ETS no comunitarios, para energías renovables y para la captura y el almacenamiento de carbono.

Desde 2009, las instituciones de la UE y los Estados miembros han trabajado para implementar la regulación aprobada en ese año relacionada, en primer lugar, con los mercados internos de gas y electricidad y, en segundo lugar, con la promoción de las energías renovables y la lucha contra el cambio climático. Estas regulaciones serán revisadas a partir de 2016 con el horizonte 2020.

La normativa derivada de estos acuerdos está todavía pendiente de desarrollo.

La normativa sobre infraestructuras también es relevante. La UE tiene competencias en lo que respecta a las redes transeuropeas, en concreto las de energía. A lo largo de los últimos años y meses se ha intensificado la producción de distinta normativa y programas dirigidos a fomentar una mayor conexión entre los Estados miembros. En concreto, programas como las Redes Transeuropeas de Energía (TEN-E), el Programa Energético Europeo para la Recuperación (EEPR) y *Connecting Europe facility* (CEF). En diciembre de 2014, el Consejo Europeo aprobó la creación de un Plan de Inversiones Estratégicas para la UE para movilizar 315 mil millones de euros en el periodo 2015-2017. Se estructura como un Fondo Europeo de Inversiones Estratégicas para inversiones en infraestructuras, incluida la energía y las redes de energías renovables. En enero de 2015, la Comisión Europea (CE) presentó la propuesta de un reglamento sobre el Fondo Europeo de Inversiones Estratégicas para crear el marco jurídico necesario. El 27 de mayo de 2015 se llegó a un acuerdo entre el Consejo, el Parlamento y la CE sobre la propuesta de dicho reglamento.

En el Consejo Europeo de octubre de 2014 se acordaron nuevos objetivos para 2030, en concreto, una reducción de GEI del 40% respecto a 1990, una cuota del 27% en renovables y una reducción del consumo del 27% (la CE puede incrementar este objetivo hasta el 30% siguiendo las propuestas del paquete *Energía limpia para todos los europeos*). Asimismo, se acordó asegurar que en 2020 la capacidad de intercambio de electricidad entre países miembros de la UE sea como mínimo el 10% de la potencia instalada.

El 25 de febrero de 2015 la CE puso en marcha un marco estratégico para una Unión Energética resistente con una política de cambio climático hacia el futuro, que incluye quince puntos de acción a implementar durante el mandato de la actual CE, incluyendo, entre otros, los objetivos de una unión energética y las medidas que adoptará la Comisión para lograrlo, una nueva legislación para rediseñar y reformar el mercado de la electricidad, asegurar el suministro de electricidad y gas, la financiación de la UE para la eficiencia energética, un nuevo paquete de fuentes renovables de energía y una reforma estructural de EU-ETS, facilitando el cumplimiento de los objetivos de 2030 establecidos en el Consejo Europeo de octubre de 2014. El 18 de noviembre de 2015 la CE presentó sus primeros avances logrados en 2015 y los pasos a realizar en el año 2016. También se proporcionó una orientación sobre la gobernanza del proceso de Unión Energética.

El 15 de julio de 2015 la CE publicó unos documentos que anticiparon la acción legislativa en el ámbito de los mercados de energía en el EU-ETS, entre los que destacan:

- *Comunicación sobre el diseño del mercado*: la CE analizó el funcionamiento de los mercados de la electricidad de la UE, planteó propuestas clave para mejorar y abrió el debate sobre los mecanismos de capacidad.
- *Comunicación sobre el mercado minorista (New Deal for customers)*: formuló propuestas para liberalizar plenamente los mercados minoristas y facilitar una mayor interacción con los clientes. También adjuntó un documento sobre mejores prácticas en el autoconsumo.
- *Reforma de la Directiva ETS*: en referencia al comercio de emisiones, en julio de 2015 la CE envió su propuesta legislativa para reformar la Directiva de ETS al Parlamento Europeo y al Consejo, que abarcaba, entre otras cosas, la Reserva de Estabilidad del Mercado (MSR por sus siglas en inglés) y la protección de los sectores en la fuga de carbono.



Tal y como se establece en la Decisión 2015/1814 del Parlamento Europeo y del Consejo, la MSR entrará en operación el 1 de enero de 2019. La MSR se estableció para reducir 900 millones de derechos de emisión de los volúmenes de la subasta durante el período 2014-2016 e incluirlos en las subastas de 2019 y 2020. Comenzando en 2019, cada año se reducirá un 12% del total de derechos de emisión en circulación de las subastas y se colocará en la reserva. Si el número total de derechos de emisión en circulación en el mercado es menor de 400 millones, se devolverán al mercado 100 millones de derechos procedentes de la MSR. Este mecanismo intenta estabilizar el régimen de comercio de derechos de emisión (ETS) y reforzar la señal del precio del carbono reduciendo gradualmente la oferta excedente de derechos de emisión. La MSR está incluida en la actual reforma del EU-ETS.

Desde julio de 2015, se viene debatiendo sobre el comercio de derechos de emisión y desde el 20 de julio de 2016 la discusión se solapa con la de los sectores difusos no incluidos en el ETS (transporte, edificios, agricultura, residuos, uso de la tierra y silvicultura). En esa fecha, la CE envió a los órganos legislativos de la UE su proyecto de Reglamento sobre el reparto de los esfuerzos.

El 30 de noviembre de 2016 la CE publicó el paquete *Energía limpia para todos los europeos*, que contiene las propuestas legislativas para completar la aplicación del mercado interior de la energía y alcanzar los objetivos medioambientales de 2030, materializando las ideas redactadas en julio de 2015. El paquete de noviembre de 2016 abarca los mercados al por mayor y al por menor y los marcos para las fuentes de energía renovables y la eficiencia energética; asimismo, evalúa la aplicación de mecanismos de capacidad plenamente compatibles con las directrices comunitarias sobre ayudas estatales en materia de energía y medio ambiente.

El paquete completo representa más de 70 documentos, de los cuales 8 son propuestas legislativas de alto impacto en los mercados energéticos, que serán discutidas por el Parlamento Europeo y el Consejo durante los próximos dos años. Se espera que la implementación práctica hasta el funcionamiento del mercado se lleve a cabo antes de 2020.

### **Otra regulación de la UE**

Las siguientes normas de importancia para el sector energético se aprobaron en los años 2015 y 2016:

- El 28 de noviembre de 2015 se publicó la Directiva 2015/2193 referente a la limitación de emisiones de determinados agentes contaminantes en el aire de las instalaciones de combustión medianas. La directiva establece el registro obligatorio de estas unidades, límites específicos para ciertos componentes (dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, amoníaco y compuestos orgánicos volátiles) y las normas para el control de otros contaminantes (monóxido de carbono). El plazo máximo de adaptación contemplado en la directiva para determinadas plantas existentes es 2030.
- En enero de 2016 se publicó el Reglamento delegado 2016/89 por el que se modifica el Reglamento 347/2013 y que actualiza la primera lista de Proyectos de Interés Común de 2013. Se incorporan nuevos proyectos y desaparecen otros (básicamente aquellos que ya han comenzado a ejecutarse). Esta lista se publicó por primera vez por la CE el 18 de noviembre de 2015, al tiempo del Informe sobre el Estado de la Unión de la Energía.
- *Acuerdo de París*: El 11 de abril de 2016 se publicó la Decisión (UE) 2016/590 del Consejo relativa a la firma, en nombre de la UE, del Acuerdo de París aprobado en virtud de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. La firma se llevó a cabo en Nueva York el 22 de abril de 2016.

Tras la votación en Sesión Plenaria del Parlamento Europeo de 3 de octubre, que respaldó la decisión del Consejo de Medio Ambiente de 30 de septiembre, se ratificó el Acuerdo de París adoptado en la 21ª Conferencia de las Partes (COP21). El 7 de octubre la Presidencia eslovaca presentó el instrumento de ratificación a la ONU de manera que la UE pudo asistir a la cumbre de Marrakech del 7 al 18 de noviembre (COP22) con plena capacidad para participar en las conversaciones sobre la aplicación del Acuerdo. No obstante, la ratificación debería estar respaldada por todos los Estados miembros, medida que hasta ahora sólo ha sido adoptada por siete países ( Hungría, Francia, Eslovaquia, Austria, Malta, Portugal y Alemania). El Acuerdo de París entra en vigor 30 días después de haber sido ratificado por el 55% de los países que representan al menos el 55% de las emisiones. Antes de esta ratificación, 62 países que representaban el 52% de las emisiones mundiales de CO2 lo habían ratificado.

- El 17 de noviembre de 2016, el DOUE publicó el Reglamento 2016/1952/UE sobre las estadísticas europeas de los precios del gas natural y de la electricidad y por el que se deroga la Directiva 2008/92/CE. Esta legislación establece un marco armonizado para elaborar y divulgar las estadísticas sobre los precios del gas y la electricidad, tanto para los clientes residenciales como para las empresas. Las nuevas normas permiten una comprensión más transparente de los diferentes componentes de las tarifas ya que se dividen entre energía, redes, "impuestos y otros". Este último componente refleja, entre otras cosas, el IVA, otros impuestos y el apoyo a las políticas energéticas a través de los cargos a los clientes, en particular, el apoyo a las energías renovables.
- El 19 de diciembre de 2016, el DOUE publicó la Directiva (UE) 2016/2284 sobre la reducción de las emisiones nacionales de determinados contaminantes atmosféricos, modificando la Directiva 2003/35/CE y derogando la Directiva 2001/81/CE. Esta nueva directiva establece límites más estrictos de emisión para cada Estado miembro en el periodo 2020-2030 para cinco contaminantes: dióxido de azufre (SO2), óxidos de nitrógeno (NOx), compuestos volátiles distintos del metano (NMVOC), amoníaco (NH3) y micropartículas (PM2,5). Los niveles para 2020 son equivalentes a los adoptados por la UE en la normativa anterior, pero los niveles de 2030 se refuerzan de manera significativa. La directiva se transpondrá a la regulación local el 30 de junio de 2018 y cada Estado miembro elaborará el programa nacional de control de la contaminación del aire en 2019 para asegurar el cumplimiento de los objetivos de la presente directiva respecto a los sectores de transporte, agricultura y energía.

### 3.2. España

Las principales novedades que se han publicado en España en el ejercicio 2016 son las siguientes:

#### Subasta de biomasa y eólica

El 21 de enero se publicó la Resolución de 18 de enero de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se resuelve la subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de tecnología eólica y biomasa en el sistema eléctrico peninsular, al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre.

Este real decreto estableció una subasta para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica en el sistema eléctrico peninsular a partir de biomasa y para tecnología eólica (200 MW de biomasa y 500 MW eólicos). El procedimiento de asignación y los parámetros retributivos se desarrollaron en la Orden Ministerial IET/2212/2015, y la Resolución de 30 de noviembre de 2015 de la Secretaría de Estado de Energía convocó dicha subasta. El 14 de enero tuvo lugar la citada subasta resultando adjudicados el total de los MW tanto eólicos como de biomasa, con la particularidad de que en ambas tecnologías el descuento resultó del 100%, por lo que ningún adjudicatario recibirá retribución específica por los costes de inversión.

#### Moratoria nuclear

El 13 de enero de 2016 se publicó la Resolución de 21 de diciembre de 2015 de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se determina la anualidad correspondiente a 2015 y el importe pendiente de compensación a 26 de octubre de 2015, de los proyectos de centrales nucleares paralizados definitivamente por la disposición adicional séptima de la Ley 54/1997, de 27 de diciembre, del sector eléctrico. Esta resolución supone el cierre definitivo de la moratoria nuclear, ya que con fecha 26 octubre 2015 el Fondo de titulización de activos resultantes de la moratoria nuclear saldó todos sus compromisos de pago quedando a cero el importe pendiente de compensación a las centrales de Lemóniz, Valdecaballeros y Trillo II (centrales incluidas dentro de la moratoria nuclear).

#### Retribución de la Distribución

El 17 de junio se publicó la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016. La metodología de retribución fue establecida en 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. Dicho real decreto recoge que, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, se establecerán los valores unitarios de referencia para las instalaciones de distribución peninsulares.

Estos valores unitarios fueron aprobados mediante la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión, de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado y los valores unitarios de retribución de otras tareas reguladas que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, se establecen las definiciones de crecimiento vegetativo y aumento relevante de potencia y las compensaciones por uso y reserva de locales.

Puesto que la orden fue aprobada durante el mes de diciembre de 2015, no fue posible realizar los cálculos retributivos resultantes de aplicar los valores unitarios aprobados en la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre, por lo que la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, fijó una cantidad en concepto de entrega a cuenta hasta que se estableciera la retribución de las empresas al amparo del mencionado real decreto.

Finalmente, se publica la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016. Esta retribución, a excepción del incentivo o penalización por la reducción de pérdidas, tendrá carácter definitivo para el año 2016 y ascenderá a 5.162,6 millones de euros, de los cuales corresponde a Iberdrola Distribución Eléctrica. S.A. (en adelante, IBERDROLA DISTRIBUCIÓN) la cantidad de 1.655,5 millones de euros.

### Retribución del transporte

El mismo día, se publicó la Orden IET/981/2016, de 15 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2016. La retribución definitiva para el año 2016 de las empresas titulares de instalaciones de transporte asciende a 1.710 millones de euros.

### Financiación bono social

El 10 de septiembre de 2016 se publicó la Orden/IET/1451/2016, por la que se establecen los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social correspondientes a 2016. En dicha orden se asigna un porcentaje del 37,95% a Iberdrola España, S.A.U., que se aplicará a partir de la liquidación 8 del bono social (agosto). Hasta la publicación de la orden se aplicó un porcentaje provisional del 37,97%.

El 30 de noviembre se publicaron las sentencias de los recursos interpuestos por las empresas Viesgo, Endesa, IBERDROLA y Gas Natural contra el Real Decreto 968/2014, por el que se desarrolla la metodología para la fijación de los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social. En las mencionadas sentencias, el Tribunal Supremo reconoce la reclamación de las compañías y anula el sistema de financiación del bono social al considerarlo discriminatorio. Las empresas financiadoras deben ser resarcidas por las cantidades aportadas en 2015 y 2016 (afectadas por los artículos anulados del real decreto de 2014), con sus correspondientes intereses. En consecuencia, la última liquidación del bono social practicada en 2016, hasta la fecha de cierre de ejercicio, ha sido la liquidación 8 correspondiente al período enero - agosto. Como consecuencia de la sentencia recibida, a 31 de diciembre de 2016, el Grupo IBERDROLA mantiene una cuenta a cobrar por importe de 193.387 miles de euros que ha sido registrada en el epígrafe “Otros deudores comerciales y otras cuentas a cobrar corrientes” del Estado consolidado de situación financiera con abono a los epígrafes de “Tributos” e “Ingresos financieros” del Estado consolidado del resultado por importe de 184.501 y 8.886 miles de euros, respectivamente.

Posteriormente, el 24 de diciembre se publicó el Real Decreto-ley 7/2016 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. Este real decreto-ley establece un nuevo mecanismo de financiación del bono social, con cargo a las matrices de los grupos con la actividad de comercialización, con entrada en vigor de forma inmediata. De forma transitoria, hasta el desarrollo reglamentario, IBERDROLA financiaría un 35,5% frente al 37,95% anterior.

Además, este real decreto-ley crea un segundo colectivo de *consumidores vulnerables severos* que conllevan prohibición del corte de su suministro, así como cofinanciación de sus facturas por las Administraciones competentes y por los mismos financiadores del bono social. Esta medida debe ser desarrollada reglamentariamente en tres meses.

### Margen del Comercializador de Referencia

El 6 de febrero de 2016 se ha publicado una Sentencia del Tribunal Supremo de 3 de noviembre de 2015 por la que se anula el margen comercial fijo utilizado para el cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) y que constituye la retribución de los comercializadores de referencia. El Tribunal Supremo anula el valor establecido de 4 €/kW/año con efectos desde el 1 de abril de 2014 y ordena al Gobierno que fije un nuevo valor previa adopción de una metodología de cálculo. Hasta entonces, se seguirá facturando con el valor vigente, como valor provisional, según se establece en la Orden IET/2735/2015 de peajes eléctricos para 2016.

Con fecha 25 de noviembre de 2016 se ha publicado el Real Decreto 469/2016, por el que se modifica 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 de energía eléctrica (este real decreto establecía un margen de comercialización de 4 €/kW contratado). También establece su régimen jurídico de contratación.

La metodología incluye el reconocimiento de los costes para realizar la actividad de comercialización de referencia, tomando como base los costes de las tres comercializadoras de referencia más eficientes y excluyendo el canal presencial, más una retribución por el ejercicio de la actividad (1,05% sobre el precio de la energía).

El 24 de diciembre de 2016 se publicó la orden ministerial que fija los valores concretos tanto para los suministros ya efectuados en el pasado (desde el 1 de abril 2014 hasta el 31 de diciembre de 2016) como para los años 2017 y 2018, estableciendo un término fijo y otro variable para la imputación del margen de comercialización a los consumidores.

Las comercializadoras de referencia regularizarán el pasado mediante la refacturación a los clientes, en los 9 meses posteriores a la publicación de la orden ministerial (consumos realizados desde el 1 de abril de 2014 hasta la publicación de la orden).

#### Peajes de acceso de energía eléctrica

La Orden ETU/1976/2016, establece los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017. Esta orden mantiene:

- Los peajes vigentes, así como, los pagos por capacidad.
- La retribución de distribución de 2016, de forma provisional y hasta que se publique una orden ministerial con los valores para 2017.
- El mismo importe de la compensación de los sistemas no peninsulares y la aportación del 50% de este coste por los Presupuestos Generales del Estado.
- Las retribuciones del Operador del Mercado y el Operador del Sistema y los parámetros de cálculo para sufragar su coste entre los agentes del mercado.

De las previsiones incluidas en la Memoria económica de la orden, se prevé equilibrio tarifario en 2016 y 2017.

#### Peajes de acceso a instalaciones gasistas

Con fecha 31 de diciembre de 2016 se ha publicado la Orden ETU/1977/2016 por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el 2017. Esta orden mantiene los actuales peajes vigentes, excepto por la reducción de recarga salvo en el caso de los coeficientes aplicables a contrataciones de corto plazo.

#### Tarifa de último recurso de gas natural

La resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 29 de diciembre de 2016, publica la tarifa de último recurso de gas natural vigente a partir del 1 enero de 2017. Los precios experimentan un incremento medio del 3%, en relación con los del trimestre anterior. El incremento es debido al alza del coste de la materia prima, tanto en su componente referenciado al Brent como en el referenciado al NBP.

### Interrumpibilidad

El 12 de octubre de 2016 se ha publicado la resolución por la que se aprueban el calendario y las características, para la temporada eléctrica 2017, del procedimiento competitivo de subastas para la asignación del mencionado servicio. Dichas subastas tuvieron lugar durante la semana del 14 al 18 de noviembre. El coste total ascendió a 524,8 millones de euros, con una potencia total adjudicada de 2.975 MW y un precio medio de 176.420 euros por MW.

También relacionado con la interrumpibilidad, se ha publicado la Resolución de 7 de octubre de 2016 de la Secretaría de Estado por la que se fija el precio medio de la energía a aplicar en el cálculo de la retribución del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad ofrecido por los consumidores de los sistemas eléctricos no peninsulares a los que resulta de aplicación la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, durante el cuarto trimestre de 2016, quedando fijado su valor en 42,40 euros por MWh.

### Energías alternativas para el transporte

El Real Decreto 639/2016, de 9 de diciembre, establece un marco de medidas para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos. Se trata de la trasposición de la directiva, que exige que cada Estado establezca objetivos y medidas concretas para fomentar infraestructuras que permitan el despliegue de movilidad alternativa al petróleo. Se contempla el uso de electricidad para transporte por carretera y el abastecimiento en puertos y aeropuertos. También el uso del gas natural (GNC o GNL) en transporte por carretera o puertos.

## 3.3. Reino Unido

Las principales novedades de 2016 en el Reino Unido son las siguientes:

### Investigación de la Autoridad de Mercados y Competencia (*Competition and Markets Authority - CMA*)

La Autoridad de Mercados y Competencia (CMA) concluyó su investigación en diciembre de 2016, terminando todas las órdenes necesarias para la implantación de las medidas incluidas en su informe final. En paralelo, OFGEM (*Office of Gas and Electricity Markets*) ha realizado consultas para impulsar su implantación y cumplir con sus obligaciones de acuerdo a estas órdenes. Los puntos clave del paquete de medidas del informe de la CMA incluyen un control de precios en electricidad y gas en contadores de pre-pago, una base de datos que contenga aquellos clientes que llevan más de tres años en la tarifa variable estándar para permitir a las empresas rivales hacer ofertas a dichos clientes y una propuesta para permitir el acceso a tarifas simples a aquellos clientes que tienen contadores complejos. El paquete de medidas también incluye propuestas para mejorar la transparencia en las ventas de microempresas, mejorar la capacidad de respuesta de los procesos de modificación de código de la industria, reducir las restricciones de regulación tarifaria, mejorar la precisión de las soluciones, fortalecer los derechos de competencia de OFGEM e introducir cargos por las pérdidas producidas en el transporte.

### BREXIT

Tras el resultado del referéndum del 23 de junio de 2016 favorable a dejar la Unión Europea, el Primer Ministro, David Cameron, dimitió de su cargo y fue reemplazado por Theresa May, quien ha llevado a cabo una reorganización de los cargos en los ministerios y ha fusionado el Departamento de Energía y Cambio Climático con partes del antiguo Departamento de Negocios, creando el Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial (BEIS) liderado por Greg Clark.

El Tribunal Superior dictaminó que el Gobierno requiere de la autoridad parlamentaria antes de poder activar el artículo 50 que daría comienzo a las negociaciones del BREXIT. Esta sentencia fue apelada ante el Tribunal Supremo, que dictaminó a principios del 2017 que es necesario contar con una ley del Parlamento, por lo que el Gobierno presentó un proyecto de ley a tal efecto, que ya ha aprobado la Cámara de los Comunes.

#### Mercado de capacidad

En la primera mitad de 2016, DECC (*Department of Energy & Climate Change*) ha realizado una serie de anuncios y propuestas dirigidos a reformar el Mercado de capacidad. Estos anuncios y propuestas incluyen el refuerzo de las sanciones por la no construcción de las nuevas plantas comprometidas en las subastas, el aumento del volumen de capacidad, una nueva subasta para capacidad a generar en el periodo 2017-2018, y una propuesta para que el reparto de los costes anuales de los pagos por capacidad sea más efectivo. El Gobierno también anunció consideraciones sobre la calidad del aire de la generación diésel embebida.

El 2 de diciembre de 2016, OFGEM presentó una carta abierta en la que señalaba que seguía creyendo que se necesitaban reformas importantes en algunos de los beneficios de la generación conectada a distribución, que podrían estar distorsionando los resultados de las subastas de capacidad. Advirtieron que sería prudente para los inversores conocer que, no más tarde de 2020, los beneficios encubiertos serían restringidos de acuerdo con las opciones más restrictivas que surjan a partir de las modificaciones de código propuestas por Scottish Power, Ltd. (SCOTTISH POWER) y EdF. El 28 de octubre de 2016, BEIS (Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial) sacó a consulta una propuesta para recuperar los costes de los pagos por capacidad para evitar que dichos pagos proporcionen otro subsidio encubierto para la generación conectada a distribución.

La Subasta de Capacidad T-4 se celebró en diciembre de 2016 y cerró a un precio de 22,50 libras esterlinas por kW. En la mencionada subasta se adjudicó una potencia muy limitada de generación por gas conectada a transporte, y se contrataron 1,4 GW de gestión de la demanda, 1,2 GW de unidades conectadas a distribución y 0,5 GW de baterías.

### 3.4. Estados Unidos

Las principales novedades de 2016 en Estados Unidos son las siguientes:

#### Regulación medioambiental

El 8 de noviembre de 2016 Donald Trump ganó las elecciones presidenciales y los republicanos conservaron el control de la Casa de Representantes y el Senado. Los resultados electorales afectan las políticas federales y la agenda legislativa en Washington, D.C., incluyendo las políticas energéticas. El 9 de febrero de 2016, el Tribunal Supremo revocó una decisión del Tribunal de Apelaciones del D.C. Circuit concediendo una suspensión a la implementación del *Clean Power Plan* (CPP) hasta que dicho tribunal resuelva el litigio. El presidente Trump aboga por revertir esta regulación. Se apelará la decisión a la Corte Suprema de los Estados Unidos, pero incluso si se mantiene, no se espera que la Administración de Trump y el Congreso Republicano financien o doten a la *Environmental Protection Agency* (EPA) para la implementación del CPP.

### PTC e ITC

En diciembre de 2015 el Congreso aprobó legislación extendiendo y reduciendo progresivamente los créditos fiscales a la producción renovable (PTC) y los créditos fiscales a la inversión solar (ITC). Aquellos promotores que comiencen la construcción de un proyecto eólico antes de 2017 recibirán el crédito íntegramente, mientras que aquellos que empiecen la construcción entre 2017 y 2019 recibirán un crédito reducido. Los promotores que inicien la construcción de un proyecto solar antes del 2020 accederán a un crédito a la inversión (ITC) del 30%, mientras que aquellos proyectos cuya construcción comience después de 2019 tendrán derecho a un ITC menor. De acuerdo con la guía emitida por el Tesoro con el procedimiento de aplicación de los PTC, los promotores eólicos tendrán al menos cuatro años desde el inicio de la construcción, o hasta el 31 de diciembre de 2018, para completar un proyecto según las normas de calificación *safe harbor*.

### Manual de NARUC

En noviembre de 2016 la *National Association of Regulatory Utility Commissioners* (NARUC) publicó su manual sobre la compensación de energía distribuida. El manual proporciona a los reguladores y partes interesadas información sobre cómo abordar las oportunidades de la energía distribuida, manteniendo al mismo tiempo una electricidad asequible, confiable y segura. El manual aborda el diseño de las tarifas y la compensación, la disponibilidad y el uso de las nuevas tecnologías, así como una explicación de lo que es la energía distribuida y describe algunos tipos.

### Reforming the Energy Vision

En abril de 2014 la *New York Public Service Commission* (NYPSC) instituyó su proceso *Reforming the Energy Vision* (REV) cuyo objetivo es mejorar la eficiencia y fiabilidad del sistema eléctrico, fomentar el recurso de energía renovable, apoyar la generación distribuida y potenciar la elección de los clientes. En este procedimiento, la NYPSC está examinando el establecimiento de una plataforma de sistema distribuido (DSP) para gestionar y coordinar la generación distribuida y proporcionar a los clientes datos de mercado y herramientas para gestionar su uso de energía. La NYPSC ha determinado que la *utilities* deben ser los proveedores de DSP. La NYPSC también está examinando cómo sus prácticas regulatorias deben ser modificadas para incentivar las prácticas de las *utilities* para promover los objetivos del procedimiento REV. El procedimiento REV comprende un calendario en dos fases con una orden inicial relativa a la determinación de políticas para DSP y asuntos relacionados emitidos en febrero de 2015, y una orden inicial de diseño reglamentario y asuntos reglamentarios emitidos en mayo de 2016. Se ordenó a todas las eléctricas que presentaran un Plan de Implementación del Sistema Distribuido, o DSIP, inicial el 30 de junio de 2016. *New York State Electric & Gas Corporation* (NYSEG) y *Rochester Gas and Electric Corporation* (RG&E) presentaron su DSIP incluyendo información sobre el potencial despliegue de la Infraestructura de Medición Automatizada o AMI. NYSEG y RG&E presentaron una petición separada para la recuperación de costes asociada con el despliegue completo de AMI en diciembre de 2016.

### New York Rate Cases

El 19 de febrero de 2016 NYSEG y RG&E enviaron al NYPSC su acuerdo de liquidación de tres años de duración, conocido como *Joint Proposal*, con el plan de precios de electricidad y gas. La comisión aprobó el plan el 15 de junio estableciendo que sea efectivo desde el 1 de mayo de 2016 así como las nuevas tarifas desde el 1 de julio de 2016.



### UI Rate Case

En diciembre de 2016, la Public Utilities Regulatory Authority (PURA) de Connecticut aprobó las tarifas de distribución para UI para los tres próximos años, las cuales han entrado en vigor el 1 de enero de 2017 y proveen 57 millones de dólares estadounidenses de aumentos acumulados en las tarifas de distribución y un ROE permitido del 9,10%.

### 3.5. Brasil

#### Banderas tarifarias

En enero de 2016 la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) revisó los valores de las Banderas Tarifarias para 2016 y el momento en que cada una de ellas debe ser activada. ANEEL también dividió la bandera roja en dos niveles para reflejar mejor los diferentes escenarios de generación. Actualmente, las banderas tarifarias son las siguientes:

- Bandera verde: Se activa cuando el coste variable unitario (CVU) de la última central térmica despachada es inferior a 211,28 reales brasileños por MWh. No supone ningún coste adicional para el consumidor.
- Bandera amarilla: Se activa cuando el CVU de la última central térmica despachada es superior a 211,28 reales brasileños por MWh e inferior a 422,56 reales brasileños por MWh. Implica un cargo adicional de 15 reales brasileños por MWh al consumidor.
- Bandera roja 1: Se activa cuando el CVU de la última central térmica despachada está entre 422,56 y 610,00 reales brasileños por MWh. Implica un cargo adicional de 30 reales brasileños por MWh al consumidor.
- Bandera roja 2: Se activa cuando el CVU de la última central térmica despachada es superior a 610,00 reales brasileños por MWh. Implica un cargo adicional de 45 reales brasileños por MWh al consumidor.

En los últimos meses, la mejora de la situación hidrológica del país ha permitido despachar menos centrales térmicas antes necesarias por razones de seguridad energética. Esto ha posibilitado la bandera verde desde abril a diciembre de 2016, excepto en noviembre.

#### Riesgo hidrológico (*Generation Scaling factor – GSF*)

ANEEL y la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) han definido los términos para la puesta en funcionamiento de la renegociación del riesgo hidrológico. Los generadores que durante el año pasado tenían medidas cautelares referentes al GSF podrán fraccionar el pago que deben realizar hasta en 6 liquidaciones, con sus debidas correcciones. Como resultado, CCEE podrá realizar entre abril y mayo de 2017 las liquidaciones financieras correspondientes a los meses atrasados de 2016. Este acuerdo es el resultado de una discusión que se prolongó durante todo el año 2015 y permitirá a los acreedores de las liquidaciones recibir los atrasos y regularizar las operaciones del mercado de energía.

### Ley 13.299 (antigua Medida Provisional 706/2015)

La Ley 13.299, aprobada el 21 de junio de 2016, propone cambios en el sector eléctrico, especialmente en la *Conta de Desenvolvimento Energético* (CDE). La CDE cubre, entre otros, los costes derivados de la compra de combustibles fósiles en los sistemas aislados y las pérdidas de red de las distribuidoras de la región norte y noreste. La ley establece modificaciones en el cálculo que aumentan el subsidio a la generación térmica de los sistemas aislados. Para compensar este efecto, la ley autoriza al Gobierno Federal a destinar fondos a la CDE para financiar este subsidio. Adicionalmente, la ley establece que la cuota anual de la CDE pagada por las distribuidoras debe ser proporcional a su mercado de energía; hecho que pondrá fin al subsidio a las distribuidoras de las regiones norte y noreste. Actualmente y por ley, las distribuidoras del sur, sudeste y centro-oeste pagan 4,3 veces más por este concepto que el resto de las distribuidoras.

### Sobrecontratación de las distribuidoras

En 2016, con la crisis política y con el proceso de destitución de la expresidenta Dilma Rouseff, la situación económica se ha deteriorado y el país ha sufrido una caída del PIB del 4,6% en el primer semestre, además de un aumento de los índices de inflación como el IPCA y el IGPM. Estas condiciones contribuyeron a una caída en el consumo de energía que empeoró la situación de sobrecontratación de las distribuidoras. El superávit de Elektro Redes, S.A. (ELEKTRO) superaba el 105% reconocido con cargo a las tarifas. A lo largo de 2016, *Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica* (ABRADEE) y ANEEL han aprobado un amplio número de medidas para solucionar esta situación:

- Como resultado de la Audiencia Pública 04/2016 se considera exposición involuntaria (y por ello con cargo a tarifa) toda aquella energía procedente de los contratos de cotas que supere el volumen necesario para cubrir el montante de reposición (reemplazar energía de los contratos que llegan a su fin). Esta medida redujo la exposición de ELEKTRO en un 6,9%.
- ANEEL anunció el resultado de la Audiencia Pública 085/2013, que trató de la reducción de los contratos de compra de energía de los distribuidores (*PPA-Power Purchasing Agreements*) debido a la migración de clientes especiales al mercado libre de energía. ANEEL aprobó la reducción de futuros PPA debido a la migración de dichos clientes especiales.
- Posibilidad de firmar acuerdos bilaterales entre distribuidores y generadores, con suspensión temporal del PPA.
- El Ministro de Minas y Energía publicó el Decreto 8.828, que exime a los distribuidores sobrecontratados de la obligación de contratar el montante de reposición. La medida les otorga más flexibilidad, ya que estos distribuidores no serán penalizados si no compran energía para reemplazar contratos que vayan a expirar. Para ELEKTRO, habrá impactos directos a partir de 2020 (cuando tenga obligaciones de reemplazo).
- A fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas, ELEKTRO y ABRADEE están discutiendo con ANEEL, como extensión y consecuencia del Decreto 8.828, un ajuste en el cálculo del "cargo a tarifa de la energía procedente de las cotas", considerando que los distribuidores sobrecontratados ya no son penalizados por no comprar el montante de reposición.

- En agosto de 2016, la CCEE inició la ejecución del Mecanismo de Compensación de Energía Nueva (*MCS D Energía Nova*), que permite a los distribuidores contratados en exceso negociar reducciones contractuales con los generadores. Se han procesado tres mecanismos para 2016, con período de suministro de julio a diciembre, agosto a diciembre y octubre a diciembre. Los resultados de estos tres procesos permitieron a ELEKTRO reducir el 2,3% de su superávit energético.
- Reprocesamiento retroactivo de *MCS D Energía Nova* para los meses de julio y agosto de 2016, permitiendo la participación de generadores que no pudieron participar previamente. Se espera que el resultado se publique en febrero de 2017.

#### Reajuste tarifario

El 27 de agosto de 2016 tuvo lugar el reajuste tarifario anual de ELEKTRO, homologado por la Resolución 2.125. En este reajuste fueron actualizados los costes no gestionables por la distribuidora (generación y cargos políticos) (Parcela A) traspasados en su totalidad a la tarifa. En este sentido, la reducción de algunos componentes, como el precio de la tarifa de energía de Itaipu y la reducción de la Cuenta de Desenvolvimiento Energético (CDE) produjo una reducción media de la tarifa final de un 13,40%. Por su parte, la parcela que remunera los costes gestionados por las distribuidoras (valor agregado de distribución) (Parcela B) obtuvo un reajuste positivo (+9,11%) debido a la actualización por la inflación registrada en el periodo y descontando el factor X (de productividad y eficiencia). La reducción de las tarifas no afecta negativamente al Margen de Operaciones ya que se trata de ajustes en la parcela A y otros ítems financieros cuyo impacto es neutro en el resultado de la Compañía.

#### Nuevos cambios sectoriales

El 18 de noviembre de 2016 la Medida Provisional 735 fue convertida en Ley 13.360 por el Presidente Michel Temer. Los principales cambios son:

- A partir de mayo de 2017 la gestión de las cuentas CDE, RGR (Reserva Global de Reversión) y CCC (Cuenta de Consumo de Combustible) se transferirá de Eletrobras a la CCEE.
- El reparto de las cuotas de la CDE entre los distribuidores se ajustará gradualmente de 2017 a 2030, de tal forma que, en 2030 las cuotas serán repartidas proporcionalmente al mercado energético de cada distribuidor.
- Altera la asignación de CDE entre clientes: los consumidores con Tarifa de Energía Social (consumidores de ingresos bajos) no pagarán el cargo, y los clientes de media y alta tensión pagarán gradualmente menos cada año.
- Aumentos en la Tarifa de Itaipu: a partir de ahora se incluirá en la tarifa el coste adicional pagado por el Tesoro Nacional a Paraguay por su superávit de energía.
- Concede permiso a los distribuidores para negociar sus excedentes de energía con clientes libres: pendiente de regulación por parte del Ministerio de Minas y Energía y ANEEL.
- Permite la transferencia del control de la empresa en lugar de la terminación de la concesión en ciertos casos, lo que facilitaría la privatización de las distribuidoras de Eletrobras y la venta de los activos de Abengoa.

- Los proyectos de nueva generación podrían vender energía en las subastas A-5 y A-7. Los generadores existentes pueden participar en una subasta de energía nueva hasta dos años después de la construcción.
- Reconoce la posibilidad de extender el contrato a las empresas de generación y transporte de energía eléctrica con retraso en la puesta en servicio de sus obras, siempre y cuando se reconozcan causas ajenas a estas empresas (exclusión de responsabilidad). La ley define qué causas pueden clasificarse como exclusión de responsabilidad.

### 3.6. México

Las principales novedades del ejercicio 2016 son las siguientes:

#### Mercado Eléctrico Mayorista:

El 27 de enero de 2016 entró en operación el Mercado de Energía de Corto Plazo para el Sistema Interconectado Baja California, y dos días más tarde lo hacía el Sistema Interconectado Nacional. Por su parte, el Sistema Interconectado Baja California Sur no inició las funciones del Mercado del Día en Adelanto hasta el 22 de marzo de 2016.

A lo largo de marzo la Secretaría de Energía (SENER) ha publicado oficialmente los siguientes manuales:

- *Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos*, que tiene por objeto desarrollar los procesos de negocio que realizan el CENACE y los participantes para el proceso de liquidación financiera de las operaciones dentro y fuera del mercado.
- *Manual de Solución de Controversias*, el cual crea un comité para resolver las controversias que surjan entre el CENACE, los participantes del mercado, transportistas y distribuidores; y también determina los procedimientos para la solución de controversias.
- *Manual de Garantías de Cumplimiento*, en el que se establecen los procedimientos de estimación de los cargos potenciales para los participantes del mercado y las transacciones que se realicen en el mercado eléctrico mayorista, considerando el posible incumplimiento de las obligaciones que asuman frente al CENACE.

#### Separación legal de la Comisión Federal de Electricidad (CFE):

El 11 de enero la SENER publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) los términos para la estricta separación legal que establece lo que deberá cumplir la CFE para realizar actividades de generación, transporte, distribución, comercialización y proveeduría de insumos primarios. La finalidad de la separación legal es promover el funcionamiento eficiente del sector de la electricidad y el acceso abierto y no discriminatorio a las redes de transporte y distribución. De acuerdo con estos términos y condiciones, la CFE se dividirá verticalmente, creando empresas legalmente independientes para generación, transporte, distribución y suministro; así como horizontalmente.

El 28 de enero de 2016, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) otorgó a CFE el permiso para prestar el Servicio de Suministro Básico. Posteriormente, el 29 de marzo de 2016 la CFE publicó en el DOF los acuerdos que establecen la creación de Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) para generación, suministro de servicios básicos, transporte y distribución. Una de las empresas de generación creadas tendrá los derechos de administración de los contratos correspondientes a las 29 centrales propiedad de Productores Independientes de Energía con capacidad instalada de 12.952 MW.

Todas las EPS inician operaciones a más tardar el 28 de junio de 2016 salvo que la SENER determine una fecha distinta.

El 21 de abril de 2016, el Consejo de administración de CFE aprobó la Constitución de la Empresa Filial denominada "CFE Intermediación de Contratos, S.A. de C.V." para los contratos legados.

Finalmente, el 4 de noviembre de 2016, la CRE publicó en el DOF los términos para la asignación de activos y contratos para la generación a las empresas productivas subsidiarias y filiales de CFE. Para la asignación se consideraron las centrales firmes según el Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional -PRODESEN 2015, las centrales existentes a 2016 y los Productores Independientes de Energía (PIE) que entrarán en operación antes del 2020. A modo de detalle Generación V será la encargada de los PIE, Generación VI es la subsidiaria con mayor capacidad asignada (9,92 GW) y Generación I la menor (6,55 GW); II, III y IV tienen alrededor de 7 GW. Por tecnología, hay distribución en todas las subsidiarias, excepto en energía eólica y geotérmica, que fueron asignadas únicamente a Generación VI. Laguna Verde no fue asignada a ninguna de las seis subsidiarias Generación.

#### Obligaciones y Certificados de Energías Limpias

El 30 de marzo la CRE publicó en el DOF, la Resolución RES/174/2016 que establece las Disposiciones Administrativas de Carácter General para el funcionamiento del Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias. Se establece el mecanismo de flexibilidad ya anunciado en la Ley de Transición Energética, estableciendo que los participantes obligados podrán diferir la liquidación de hasta el 50% hasta por dos años cuando no haya suficiente mercado de certificados de energías limpias. La fecha límite para inscribirse en el Sistema de Participantes Obligados será el 30 de noviembre de 2017. La obligación de Certificados de Energía Limpia (CEL) para 2018 es del 5% del consumo y para 2019 es del 5,8%.

#### Subastas de largo plazo

El 30 de marzo de 2016 se adjudicó la primera subasta de largo plazo, en la que se cubrió aproximadamente el 85% de las necesidades de energía limpia y de CEL del Suministrador de Servicios Básicos (actualmente CFE). Resultaron ganadoras 18 ofertas correspondientes a 11 empresas. En esta primera subasta las necesidades de potencia no han resultado cubiertas y se acumularán para la siguiente.

El 20 de junio de 2016 el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) publicó las bases finales de la Segunda Subasta de largo plazo 2016, los principios básicos son semejantes a los de la primera subasta pero con diferencias regionales de precio más acotadas (entre 0 y 1 dólares estadounidenses por MWh). El 4 de julio de 2016 CENACE publicó las ofertas de compra de CFE, donde destaca que el volumen de la energía más los certificados de energía limpia es un 67% superior al de la primera subasta. Adicionalmente, el precio máximo para estos productos es de 60 dólares estadounidenses por MWh (por encima de los precios medios de asignación de la subasta anterior: 47,8 dólares estadounidenses por MWh). Por otro lado, CFE ha presentado ofertas de compra de potencia por 1.483 MW/año a un precio de 90.000 dólares estadounidenses por MW.

El 28 de septiembre de 2016 CENACE publicó el fallo de la segunda subasta en la que resultaron adjudicados 8,9 TWh de energía, 9,3 millones de CEL y 1.187 MW de potencia, con lo que se cubre el 83,82% de la oferta de compra de energía, el 87,26% de la oferta de compra de CEL y el 80,05% de la oferta de compra de potencia (niveles similares a los cubiertos en la primera subasta). La tecnología fotovoltaica representa el 54% de la energía asignada, la eólica el 44% y la geotérmica el 2%. Los precios resultantes han sido de 33,47 dólares estadounidenses por MWh para Energía Limpia (combinación de un MWh de energía y un CEL) inferior al de la primera subasta (48 dólares estadounidenses por MWh). Para la potencia el precio resultante ha sido de 32.258 dólares estadounidenses por MW año.

Tecnologías de las ofertas seleccionadas						
Tecnología	Cantidades asignadas por tecnología			Participación por tecnología		
	CEL (mill.)	Energía (TWh)	Potencia (MW/año)	CEL	Energía	Potencia
Fotovoltaica	4,9	4,8	184	54%	54%	15%
Eólica	3,9	3,9	128	41%	44%	11%
Geotérmica	0,2	0,2	25	2%	2%	2%
CCGT	-	-	850	-	-	72%
Hidroeléctrica	0,3	-	-	3%	-	-
<b>Total</b>	<b>9,3</b>	<b>8,9</b>	<b>1.187</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

#### Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional "PRODESEN" 2016-2030

Publicado por SENER el 30 de mayo de 2016, se realiza con el objetivo de satisfacer la futura demanda, diversificar la matriz energética, aumentar el número de usuarios con acceso al suministro, minimizar costos y reducir pérdidas de energía eléctrica, bajo el criterio de expansión eficiente del Sistema.

El PRODESEN incluye el Programa Indicativo de Instalación y Retirada de Centrales Eléctricas (PIIRCE) y prevé la retirada de 15.820 MW de capacidad durante los próximos 15 años, especialmente centrales térmicas convencionales. Por otro lado, el PIIRCE incluye en firme dos proyectos de IBERDROLA bajo la modalidad de generación, bajo la nueva Ley de la Industria Eléctrica:

- CCC Escobedo Privados, de 1000 MW, entrando en explotación en 2019.
- CCC Tamazuchale II, de 1000 MW, entrando en explotación en 2020.

#### Contratos de Cobertura Eléctrica (CCE)

El 25 de julio de 2016 CRE publicó la RES/528/2016, que establece los requisitos y montos mínimos de CCE (energía, potencia y CEL) que los suministradores deberán celebrar como representantes de centros de carga. Entre las principales novedades: pospone para el 2017 los requisitos de potencia y energía y reduce los porcentajes de requisitos de contratación de potencia y energía para el Suministrador Básico en 2016, que gradualmente van incrementándose en los próximos años.

#### Sector del Gas

Durante el segundo semestre de 2016 CENAGAS fue facultada para realizar los procesos para futuras subastas de transporte de gas natural (a partir de ahora ya no tienen la exclusividad CFE o Pemex). Adicionalmente, los derechos de capacidad de SISTRANGAS fueron transferidos a CENAGAS para controlar la gestión.

SENER emitió una Política Pública para crear un Mercado Abierto de Gas Natural para 2018, con el fin de facilitar la entrada de nuevos agentes y reducir el papel de Pemex en la comercialización.

Como parte de esta política pública, CENAGAS lanzó una Temporada Abierta para la Capacidad de Transporte en el SISTRANGAS, la cual otorgará derechos de capacidad firme a los ganadores para el año 2017 y ayudará a identificar las secciones que necesitan ser ampliadas en el futuro. La Temporada Abierta es para toda la capacidad disponible que no ha sido reservada o contratada bajo contratos de suministro a largo plazo preexistentes.

#### Regulación en materia de hidrocarburos (gas natural)

El 28 de septiembre de 2016 la CRE aprobó la resolución permitiendo a CENAGAS (Centro nacional de Control del Gas Natural) comenzar la temporada abierta del SISTRANGAS (Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural) (RES/1037/2016). La temporada abierta consiste en un procedimiento competitivo de asignación de capacidad de transporte por gasoducto entre los interesados. Por otro lado, el 21 de diciembre de 2016 la CRE modificó el calendario de la temporada abierta de capacidad de transporte de gas natural de CENAGAS, extendiendo hasta el 10 de febrero de 2017 el plazo para recibir solicitudes y hasta el 1 de julio de 2017 el plazo para iniciar la operación bajo reserva de capacidad.

#### Licitación de la primera Línea de transporte eléctrico en corriente directa

El 10 de octubre de 2016 SENER publicó las pre-bases del proyecto. Serán aproximadamente 610 km de línea en 500 kV DC, de Oaxaca al Valle de México, con 3.000 MW de capacidad. Las obras se rentabilizan mediante cobros asociados a la tarifa de transporte. A fecha de emisión de estas Cuentas anuales consolidadas, el proyecto está pendiente de redefinirse y de fijar nuevas fechas.

## **4. POLÍTICAS CONTABLES**

### **4.a) Fondo de comercio**

El fondo de comercio representa los beneficios económicos futuros que surgen de otros activos adquiridos en una combinación de negocios que no están identificados individualmente ni reconocidos de forma separada.

Los fondos de comercio surgidos en la adquisición de sociedades cuya moneda funcional es distinta del euro son convertidos a euros al tipo de cambio vigente a la fecha del Estado consolidado de situación financiera.

Los fondos de comercio adquiridos a partir del 1 de enero de 2004 se mantienen valorados a su coste de adquisición y los adquiridos con anterioridad a esa fecha se mantienen por su valor neto registrado a 31 de diciembre de 2003 de acuerdo con los criterios contables españoles en vigor a dicha fecha, conforme a lo establecido por la NIIF 1: "Adopción por primera vez de las NIIF".

El fondo de comercio no se amortiza, si bien al cierre de cada ejercicio se analiza su recuperabilidad procediéndose, en su caso, al correspondiente saneamiento (Nota 4.i).

#### 4.b) Otros activos intangibles

##### Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares

Los importes registrados en concepto de concesiones, patentes, licencias, marcas y similares se corresponden con el coste incurrido en su adquisición.

Las concesiones de distribución y transporte de energía eléctrica en Reino Unido propiedad de SCOTTISH POWER y las afectas a la actividad de AVANGRID no tienen límite legal ni de ningún otro tipo. En consecuencia, al tratarse de activos intangibles de vida indefinida, el Grupo IBERDROLA no los amortiza, si bien analiza su posible deterioro con periodicidad anual de acuerdo a lo descrito en la Nota 4.i.

Asimismo, este epígrafe incluye la concesión que permitirá al Grupo IBERDROLA construir el complejo hidroeléctrico del Alto Támeiga en Portugal.

Por otra parte, la CINIIF 12: "Acuerdos de concesión de servicios" afecta a los acuerdos público-privados de concesión de servicios que cumplen dos condiciones:

- el concedente controla o regula a qué servicios debe el concesionario destinar la infraestructura, a quién debe prestar dichos servicios y a qué precio; y
- el concedente controla toda participación residual significativa en la infraestructura al término de la vigencia del acuerdo.

Las infraestructuras objeto de un acuerdo de concesión de servicios no son reconocidas como inmovilizado material del concesionario puesto que éste no tiene el derecho contractual de controlarlas.

Si el concesionario presta más de un servicio (por ejemplo, servicios de explotación y servicios de construcción o mejora), la contraprestación recibida en el contexto del acuerdo de concesión de servicios se reconoce en el Estado consolidado del resultado separadamente, de acuerdo a las normas de aplicación en cada caso, que son la NIC 18: "Reconocimiento de ingresos" y la NIC 11: "Contratos de construcción".

En el caso del Grupo IBERDROLA, la CINIIF 12 afecta únicamente a la actividad de distribución de energía eléctrica que se desarrolla en Brasil. Dado que la contraprestación recibida por las actividades de construcción y mejora de las redes llevadas a cabo por el Grupo IBERDROLA en este país consiste, por una parte, en un derecho incondicional a recibir efectivo y, por la otra, en la facultad de repercutir determinados importes a los consumidores, la aplicación de la CINIIF 12 supone el reconocimiento de dos activos diferenciados correspondientes a ambas contraprestaciones:

- Un activo financiero que figura contabilizado en el epígrafe "Otras inversiones financieras no corrientes" del Estado consolidado de situación financiera (Nota 13.c).
- Un activo intangible, amortizable en el periodo de concesión, que se encuentra registrado en el epígrafe "Otros activos intangibles" del Estado consolidado de situación financiera (Nota 8).

Los costes incurridos por el resto de los conceptos incluidos en este epígrafe del Estado consolidado de situación financiera se amortizan linealmente en su vida útil, que varía entre cinco y diez años.



### Aplicaciones informáticas

Los costes de adquisición y desarrollo incurridos en relación con las aplicaciones informáticas se registran con cargo al epígrafe “Otros activos intangibles” del Estado consolidado de situación financiera.

Los costes de mantenimiento de las aplicaciones informáticas se registran con cargo al Estado consolidado del resultado del ejercicio en que se incurren.

La amortización de las aplicaciones informáticas se realiza linealmente en un periodo de entre tres y cinco años desde la entrada en explotación de cada aplicación.

### Gastos de investigación y desarrollo

El Grupo IBERDROLA sigue la política de registrar los costes de investigación en el Estado consolidado del resultado en el periodo en que se incurren. Los Estados consolidados del resultado correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015 incluyen 211.447 y 200.197 miles de euros, respectivamente, por este concepto.

Los costes de desarrollo se reconocen como activo intangible en el Estado consolidado de situación financiera si el Grupo puede identificarlos de manera separada y puede demostrar la viabilidad técnica del activo, la intención y capacidad de utilizarlo o venderlo, así como la manera en que vaya a generar probables beneficios económicos futuros.

### Otro activo intangible

Esta cuenta incluye, entre otros conceptos, proyectos de parques eólicos en fase de desarrollo adquiridos en combinaciones de negocios, que cumplen el requisito de identificabilidad exigido por la NIC 38: “Activos intangibles”, dado que son separables y susceptibles de ser vendidos de manera independiente, que figuran contabilizados a su coste de adquisición. El Grupo IBERDROLA sigue el criterio de traspasar estos proyectos al epígrafe “Propiedad, planta y equipo” del Estado consolidado de situación financiera en el momento en que comienza la construcción de cada instalación.

## **4.c) Inversiones inmobiliarias**

Las inversiones inmobiliarias son contabilizadas a su coste de adquisición y su valor en libros supone el 0,72% y 0,77% del total de activos fijos tangibles del Grupo IBERDROLA a 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente.

Las inversiones inmobiliarias se amortizan distribuyendo linealmente el coste de los elementos que componen cada activo, minorado por su valor residual en caso de ser éste significativo, entre los años de vida útil estimada, que varían entre 37,5 y 75 años en función de las características de cada activo.

Las inversiones inmobiliarias propiedad del Grupo IBERDROLA son principalmente inmuebles destinados a su explotación en régimen de alquiler. Los ingresos devengados durante los ejercicios 2016 y 2015 por dicha explotación han ascendido a 30.655 y 23.314 miles de euros, respectivamente, y figuran registrados en el epígrafe “Importe neto de la cifra de negocios” de los Estados consolidados del resultado. Dichos importes supusieron, aproximadamente, el 0,10% y el 0,07% del importe neto de la cifra de negocios de los ejercicios 2016 y 2015, respectivamente.

Los gastos operativos directamente asociados a las inversiones inmobiliarias durante los ejercicios 2016 y 2015 no son significativos.

El valor razonable de las inversiones inmobiliarias del Grupo IBERDROLA se desglosa en la Nota 9. Dicho valor razonable se determina mediante tasaciones de expertos independientes realizadas anualmente de acuerdo con los Estándares de Valoración publicados por la *Royal Institution of Chartered Surveyors* (RICS) de Gran Bretaña, en su edición de enero de 2014. Las valoraciones a 31 de diciembre de 2016 y 2015 han sido efectuadas por Knight Frank España.

Los activos han sido valorados de forma individual y no como parte de una cartera de propiedades.

Las metodologías aplicadas para el cálculo del valor razonable han sido el descuento de flujos de efectivo, la capitalización de rentas y el método de comparación, contrastado, en la medida de lo posible, con transacciones comparables para reflejar la realidad del mercado y los precios a los que actualmente se están cerrando las operaciones de activos de similares características a los de referencia.

El descuento de flujos de efectivo se basa en una predicción de los probables ingresos netos que generará la inversión inmobiliaria durante un periodo de tiempo y considera un valor residual de la misma al final del periodo. Los flujos se descuentan a una tasa interna de retorno que refleja el riesgo urbanístico, de construcción y comercial del activo.

Las variables e hipótesis clave del método de descuento de flujos de efectivo son:

- Ingresos netos que generará la propiedad durante un periodo determinado de tiempo, teniendo en cuenta la situación contractual inicial, evolución de inquilinos y renta esperada, costes de comercialización, gastos de desinversión (porcentaje variable en función del precio de venta 1%-3%), etc.
- Tasa de descuento o tasa interna de retorno objetivo ajustada para reflejar el riesgo que entraña la inversión en función de la localización, ocupación, calidad del inquilino, años del inmueble, etc.
- Rentabilidad de la salida, que consiste en la estimación del valor de salida (venta) de la propiedad, aplicando una *yield* de salida a la renta neta del último año del escenario planteado, a perpetuidad.

Para inmuebles en renta que no recojan un número de variables tan amplio y se trate de inmuebles arrendados por un periodo de tiempo superior a 10 años en adelante y a un solo inquilino, se suele aplicar el método de capitalización de rentas. Este método consiste en la capitalización, a perpetuidad, de la renta contractual actual a través de una tasa de capitalización que inherentemente contempla los riesgos e incertidumbres que se pueden dar en el mercado.

#### 4.d) Propiedad, planta y equipo

Los elementos que componen la propiedad, planta y equipo se hallan valorados a su coste de adquisición modificado, en su caso, por los siguientes conceptos:

- Con anterioridad a la fecha de transición a la normativa contable internacional (1 de enero de 2004), el Grupo IBERDROLA actualizó determinados activos españoles registrados bajo el epígrafe "Propiedad, planta y equipo" del Estado consolidado de situación financiera al amparo de diversas disposiciones legales entre las que se encuentra el Real Decreto-ley 7/1996, habiéndose considerado el importe de dichas actualizaciones como parte del coste de los activos de acuerdo con lo establecido por la NIIF 1.

- En caso de que el Grupo IBERDROLA esté obligado a dismantelar sus instalaciones o a rehabilitar el lugar donde se asientan, el valor actual de dichos costes se incorpora al valor en libros del activo por su valor presente, con abono al epígrafe "Provisiones - Otras provisiones" del Estado consolidado de situación financiera (Nota 4.r).

El Grupo IBERDROLA revisa periódicamente su estimación de dicho valor actual aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

Por otra parte, el coste de adquisición incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

1. Los gastos financieros relativos a la financiación externa devengados únicamente durante el periodo de construcción que se calculan de la siguiente manera:
  - o Los intereses devengados por las fuentes de financiación específicas utilizadas para la construcción de activos concretos son activados en su totalidad.
  - o Los intereses devengados por la financiación ajena de carácter genérico se activan aplicando la tasa media de interés efectiva de esta financiación a la inversión media acumulada susceptible de activación, una vez deducida la inversión financiada con recursos ajenos específicos, y siempre que no superen los costes financieros totales devengados en el ejercicio.

La tasa media de capitalización utilizada durante los ejercicios 2016 y 2015 ha ascendido a 3,68% y 3,91%, respectivamente (Nota 41).

2. Los gastos de personal relacionados directa o indirectamente con las construcciones en curso (Nota 35).

El Grupo IBERDROLA sigue el criterio de traspasar la obra en curso al inmovilizado material en explotación una vez finalizado el correspondiente periodo de prueba.

Los costes de ampliación o mejora que suponen un aumento de la productividad, capacidad o alargamiento de la vida útil se incorporan como mayor valor del activo.

Las sustituciones o renovaciones de elementos completos se contabilizan como mayor importe de la propiedad, planta y equipo, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos.

El beneficio o la pérdida que se produce en la enajenación de los elementos de propiedad, planta y equipo se determina como la diferencia entre el importe recibido por la venta y el valor en libros del activo enajenado.

#### 4.e) Amortización del inmovilizado material en explotación

El inmovilizado material en explotación se amortiza distribuyendo linealmente el coste de los diferentes elementos que componen dicho inmovilizado, minorado por su valor residual, entre los años de vida útil estimada que, para la mayor parte de los activos, son los que se indican a continuación:

	Años promedio de vida útil estimada
Centrales térmicas convencionales	25-50
Centrales de ciclo combinado	35
Centrales nucleares	40
Parques eólicos (*)	
Componentes estructurales	40
Componentes no estructurales (rotativos)	25
Instalaciones de almacenamiento de gas	25-40
Instalaciones de transporte	40-56
Instalaciones de distribución	30-54
Contadores convencionales y aparatos de medida	10-27
Contadores electrónicos o inteligentes	10
Edificios	50-75
Despachos de maniobra y otras instalaciones	4-50

(\*) En el ejercicio 2016, el Grupo IBERDROLA ha concluido el análisis que venía efectuando sobre la vida útil de sus parques eólicos, análisis que ha contado con fuentes de información internas y externas. Como resultado del mismo, se ha considerado que la mejor estimación, a la luz de las circunstancias actuales, de la vida útil de la obra civil y las torres de los generadores de los parques eólicos *onshore* es de 40 años, frente a los 25 años considerados previamente.

En consecuencia, el epígrafe "Amortizaciones y provisiones" del Estado consolidado del resultado del ejercicio 2016 incluye el impacto de este cambio de estimación que conforme a la normativa contable ha sido aplicado prospectivamente desde el 1 de enero de 2016 y ha supuesto una menor amortización de 148,1 millones de euros, aproximadamente. Asimismo, el Grupo IBERDROLA estima que a partir del ejercicio 2017 esta modificación de la vida útil supondrá una menor amortización anual similar a la registrada en el ejercicio 2016, importe que irá disminuyendo a medida que concluya la vida útil de los parques eólicos en explotación a 1 de enero de 2016.

La amortización de la obra civil de las centrales hidroeléctricas, al estar sujetas a concesión (Nota 11), se efectúa en el periodo concesional, mientras que su equipo electromecánico es amortizado en 35 años o en el periodo concesional si fuera menor.

#### 4.f) Contratos de arrendamiento

El Grupo IBERDROLA clasifica como arrendamientos financieros aquellos contratos de arrendamiento en los que el arrendador transmite sustancialmente al arrendatario todos los riesgos y beneficios de la propiedad del bien. El resto de arrendamientos se clasifican como arrendamientos operativos.

Los bienes adquiridos en régimen de arrendamiento financiero se registran en la categoría de activos no corrientes que corresponda con su naturaleza y funcionalidad. El valor por el que se registran dichos bienes es el menor entre el valor razonable del bien arrendado y el valor actual de los pagos futuros derivados del contrato, y se amortiza en la vida útil correspondiente a cada activo en cuestión.

Los gastos originados por los arrendamientos operativos son imputados al Estado consolidado del resultado durante la vida del contrato siguiendo el criterio de devengo.

#### 4.g) Combustible nuclear

El Grupo IBERDROLA valora el combustible nuclear en base a los costes realmente incurridos en la adquisición y elaboración posterior del mismo.

El coste del combustible nuclear incorpora los gastos financieros devengados durante su fabricación, calculados de acuerdo a lo descrito en la Nota 4.d (Nota 40).

Los consumos del combustible nuclear se cargan en el epígrafe “Aprovisionamientos” del Estado consolidado del resultado desde el momento en que se inicia la explotación de los elementos combustibles introducidos en el reactor, en función del coste de dichos elementos y de su grado de quemado en cada ejercicio.

#### 4.h) Existencias

##### Materias energéticas

Las existencias de materias energéticas se valoran a su coste de adquisición, calculado mediante el precio medio ponderado, o el valor neto de realización, si éste fuera inferior.

En el caso de materias energéticas que se incorporan al proceso de producción, no se realizan correcciones valorativas si se espera que los productos terminados a los que se incorporen sean vendidos por encima de su coste.

##### Existencias inmobiliarias

Las existencias inmobiliarias se han valorado a coste de adquisición, que incluye tanto el coste de adquisición de los terrenos y solares como los costes de su urbanización y los de construcción de las promociones inmobiliarias incurridos hasta el cierre del ejercicio, entre los que se incluyen los correspondientes a los departamentos de arquitectura y construcción.

Su coste de adquisición incluye asimismo gastos financieros en la medida en que tales gastos corresponden al periodo del planeamiento urbanístico, urbanización o construcción hasta el momento en que los terrenos y solares se encuentran en condiciones de explotación, calculados de acuerdo con el método descrito en la Nota 4.d (Nota 41).

Los gastos comerciales se cargan al Estado consolidado del resultado del ejercicio en que se incurren.

El Grupo IBERDROLA compara periódicamente el coste de adquisición de las existencias inmobiliarias con su valor neto realizable, efectuándose las oportunas correcciones valorativas con cargo al Estado consolidado del resultado cuando este último es inferior. Si las circunstancias que causan la corrección valorativa dejan de existir, se revierte la misma contabilizando el correspondiente ingreso.

En el caso de suelos, obra en curso y unidades pendientes de venta, se ha utilizado el valor neto realizable, tomando como valores de referencia los de las tasaciones de expertos independientes, definido como el precio de venta esperado de un activo en el curso normal de la explotación menos los costes estimados para terminar su producción y los necesarios para llevar a cabo la venta.

La determinación de dicho valor se ha basado en el método residual, el cual requiere deducir los costes de la promoción propuesta del valor total de la promoción añadiendo el margen de beneficio que un promotor requeriría teniendo en cuenta el riesgo que conlleva la promoción. Las variables claves del método residual son:

- Valor total de la promoción que consiste en el valor potencial de la promoción a fecha de valoración según las mejores estimaciones de los expertos independientes.
- Coste de la promoción que recoge todos los desembolsos a realizar por parte del promotor que desarrolla la obra en función de la tipología (por ejemplo: vivienda protegida frente a vivienda libre unifamiliar) y calidad de construcción. Incorpora además del coste de obra, los costes de proyectos y licencias (10%-12% sobre proyecto de ejecución material), jurídicos (1%-1,5% sobre proyecto de ejecución material), marketing y comercialización (2%-4% sobre ingresos) y contingencias no previstas (3% sobre ingresos).
- Beneficio del promotor considerado en cada activo, el cual varía dependiendo del estado urbanístico del suelo, tamaño de la promoción y complejidad de la misma, variando entre un 15% y un 35% sobre costes.

En el caso de suelos con licencia, obras en curso y unidades pendientes de venta, la diferencia principal respecto a los suelos sin licencia es el beneficio del promotor, en este caso menor debido al avance de la obra y la reducción de riesgo por aproximarse cada vez más a un producto terminado.

El epígrafe "Importe neto de la cifra de negocios" de las Cuentas anuales consolidadas correspondiente a los ejercicios 2016 y 2015 incluye, respectivamente, 29.898 y 29.090 miles de euros en concepto de ventas de promociones inmobiliarias. Estos importes suponen el 0,10% y 0,09% del importe neto de la cifra de negocios del Grupo IBERDROLA en dichos ejercicios.

#### Derechos de emisión

Las existencias de derechos de emisión se valoran a su coste de adquisición, calculado mediante el precio medio ponderado, o a su valor neto de realización, si éste fuera inferior.

En el caso de derechos de emisión que se incorporan al proceso de producción, no se realizan correcciones valorativas si se espera que los productos terminados a los que se incorporen sean vendidos por encima de su coste.

Los derechos de emisión adquiridos con la finalidad de obtener beneficios mediante las fluctuaciones de su precio de mercado se contabilizan a su valor razonable con cargo o abono al Estado consolidado del resultado.

Los derechos de emisión se dan de baja del Estado consolidado de situación financiera con ocasión de su enajenación a terceros, entrega o caducidad de los mismos. Cuando se realiza la entrega de los derechos, su baja se registra con cargo a la provisión registrada en el momento de producirse las emisiones de CO<sub>2</sub>.

#### 4.i) Deterioro del valor de los activos no financieros

El Grupo IBERDROLA analiza, al menos a la fecha de cierre de cada ejercicio, el valor de sus activos no corrientes para determinar si existe algún indicio de que dichos activos hayan sufrido una pérdida por deterioro. En caso de existir algún indicio, se estima el importe recuperable del activo para determinar el importe del deterioro, en el caso de que sea necesario. A tales efectos, si se trata de activos que no generen entradas de efectivo que sean en buena medida independientes de las producidas por otros activos, el Grupo IBERDROLA estima la recuperabilidad de la unidad generadora de efectivo a la que pertenecen.

En el caso de los fondos de comercio y de otros activos intangibles que o bien no están en explotación o tienen vida indefinida, el Grupo IBERDROLA realiza de forma sistemática el análisis de su recuperabilidad, con carácter anual, salvo que se pongan de manifiesto indicios de deterioro en otro momento, en cuyo caso se realiza el análisis de recuperabilidad en ese momento.

A efectos del análisis de su recuperabilidad, el fondo de comercio es asignado a aquellas unidades generadoras de efectivo dentro de los cuales es controlado a efectos de gestión interna (Nota 8).

El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable minorado por el coste de su venta y el valor en uso, entendiéndose por éste el valor actual de los flujos de efectivo futuros estimados. Las hipótesis utilizadas en el cálculo del valor en uso incluyen las tasas de descuento, tasas de crecimiento y cambios esperados en los precios de venta y costes directos. Las tasas de descuento recogen el valor del dinero en el tiempo y los riesgos asociados a cada unidad generadora de efectivo. Las tasas de crecimiento y las variaciones en precios y costes directos se basan en los compromisos contractuales ya firmados, la información pública disponible, así como en las previsiones sectoriales y la experiencia del Grupo IBERDROLA (Nota 12).

En el caso en que el importe recuperable sea inferior al valor neto en libros del activo, la diferencia se registra con cargo al epígrafe “Amortizaciones y provisiones” del Estado consolidado del resultado.

El Grupo IBERDROLA distingue entre provisiones por deterioro y saneamientos dependiendo de si las pérdidas de valor son reversibles o no reversibles. Un saneamiento supone una baja del importe en libros de los activos, bien porque las pérdidas de valor se consideran definitivas y no reversibles, bien porque así lo establece la normativa contable, como puede ser el caso del fondo de comercio, o bien cuando se considera que el valor del activo no se va a recuperar por su uso o disposición. Las pérdidas por deterioro se deben a que los beneficios económicos futuros que se espera obtener son inferiores al importe en libros.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo son revertidas con abono al epígrafe “Amortizaciones y provisiones” del Estado consolidado del resultado cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su importe recuperable, aumentando el valor del activo con el límite del valor en libros que el activo tendría de no haberse realizado el deterioro.

#### 4.j) Empresas asociadas y negocios conjuntos

Las inversiones en sociedades asociadas y negocios conjuntos son valoradas por el método de participación. Según este método, las inversiones se registran inicialmente al coste de adquisición ajustándose éste posteriormente por los cambios en el patrimonio neto de cada sociedad, una vez considerado el porcentaje de participación en la misma y, en su caso, por las correcciones valorativas efectuadas.

Algunas inversiones en sociedades asociadas y negocios conjuntos de escasa relevancia en comparación con estas Cuentas anuales consolidadas figuran registradas a su coste de adquisición en el epígrafe “Inversiones financieras no corrientes - Cartera de valores no corrientes” de los Estados consolidados de situación financiera a 31 de diciembre de 2016 y 2015 (Nota 13.b).

El Grupo IBERDROLA analiza periódicamente la existencia de deterioro en sus empresas asociadas y negocios conjuntos mediante la comparación de la totalidad del valor en libros de la empresa asociada y negocio conjunto en cuestión, fondo de comercio incluido, con su importe recuperable. En caso de que el valor en libros sea superior al importe recuperable, el Grupo IBERDROLA registra la corrección valorativa correspondiente con cargo al Estado consolidado del resultado en el epígrafe “Resultado de sociedades por el método de participación – neto de impuestos”.

#### 4.k) Operaciones conjuntas

Una operación conjunta es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes que tienen control conjunto del acuerdo tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo. Estas Cuentas anuales consolidadas incluyen la parte proporcional de los activos, pasivos, ingresos y gastos de las operaciones conjuntas en que participa el Grupo IBERDROLA (Nota 44).

#### 4.l) Instrumentos financieros

##### Inversiones financieras

El Grupo IBERDROLA valora sus inversiones financieras, ya sean éstas corrientes o no corrientes, de acuerdo a lo que se describe a continuación:

1. Activos financieros valorados a valor razonable con la contabilización de cambios con cargo o abono en el Estado consolidado del resultado: son activos que cumplen alguna de las siguientes características:
  - Han sido clasificados como un valor negociable dado que el Grupo IBERDROLA espera obtener beneficios por la fluctuación de su precio.
  - Han sido incluidos en esta categoría de activos desde su reconocimiento inicial.

Los activos incluidos en esta categoría figuran en el Estado consolidado de situación financiera a su valor razonable, y las fluctuaciones de este valor se registran en los epígrafes “Gasto financiero” e “Ingreso financiero” del Estado consolidado del resultado, según corresponda.

El Grupo IBERDROLA clasifica en esta categoría los instrumentos financieros derivados que no cumplen las condiciones necesarias para la contabilización de coberturas de acuerdo con los requisitos establecidos a tales efectos en la NIC 39: “Instrumentos financieros” (Nota 26).

2. Préstamos y cuentas a cobrar: se registran en el momento de su reconocimiento a su valor razonable, siendo posteriormente valorados a coste amortizado utilizando la tasa de interés efectivo.

El Grupo IBERDROLA registra las correspondientes correcciones valorativas por la diferencia existente entre el importe que se estima recuperar de las cuentas a cobrar y el valor en libros por el que se encuentran registradas.



3. Inversiones a mantener hasta su vencimiento: aquéllas que el Grupo IBERDROLA puede y tiene intención de conservar hasta su finalización, y que también son contabilizadas a su coste amortizado.
4. Inversiones disponibles para la venta: son todas las que no entran dentro de las tres categorías anteriores. Estas inversiones figuran en el Estado consolidado de situación financiera a su valor razonable en la fecha de cierre que, en el caso de sociedades no cotizadas, se obtiene a través de métodos alternativos como la comparación con transacciones similares o, en caso de disponer de la suficiente información, por la actualización de los flujos de efectivo esperados. Las variaciones del valor razonable se registran con cargo o abono al epígrafe "Reserva por revaluación de activos y pasivos no realizados" del Estado consolidado de situación financiera (Nota 20), hasta el momento en que se produce la enajenación de estas inversiones o su deterioro, en que el importe acumulado en este epígrafe es imputado al Estado consolidado del resultado.

Aquellos instrumentos de patrimonio de sociedades no cotizadas cuyo valor razonable no puede ser medido de forma fiable son valorados a coste de adquisición.

El Grupo IBERDROLA determina la clasificación más apropiada para cada activo en el momento de su adquisición, revisándola al cierre de cada ejercicio.

El Grupo IBERDROLA reconoce las compras y ventas convencionales de activos financieros en la fecha de operación.

#### Efectivo y otros medios equivalentes

Este epígrafe del Estado consolidado de situación financiera incluye el efectivo, depósitos a la vista y otras inversiones a corto plazo de alta liquidez que son rápidamente realizables y que no tienen riesgo de cambios en su valor.

#### Deterioro de activos financieros a coste amortizado

El Grupo IBERDROLA analiza, al menos a la fecha de cierre de cada ejercicio, si existe alguna prueba objetiva de que un activo financiero o grupo de activos financieros está deteriorado. En caso de deterioro, el importe en libros del activo financiero se reducirá mediante una cuenta correctora imputándolo al resultado del periodo.

Las correcciones valorativas por deterioro se revertirán cuando el importe de dicha pérdida disminuya por causas relacionadas con un evento posterior y se reconocerán en el Estado consolidado de resultados. La reversión del deterioro tendrá como límite el valor en libros del crédito que estaría reconocido en la fecha de reversión si no se hubiese registrado el deterioro del valor.

El importe del deterioro de instrumentos de deuda valorados a coste amortizado se calcula de forma individual para los activos financieros que son significativos y de forma colectiva para los activos financieros que no sean individualmente significativos.

#### *Pérdidas por deterioro determinadas individualmente*

El importe de la pérdida por deterioro se medirá como la diferencia entre el importe en libros del activo financiero y el valor actual de los flujos de efectivo futuros previstos (excluyendo las pérdidas crediticias futuras en las que no se haya incurrido).

### *Pérdidas por deterioro determinadas colectivamente*

Los activos financieros se agrupan en función de la similitud en las características relativas al riesgo de crédito, indicativas de la capacidad del deudor para pagar todos los importes. Las características del riesgo de crédito que se consideran para agrupar a los activos son, entre otras: sector de actividad del deudor, área geográfica de la actividad, tipo de garantía, antigüedad de los importes vencidos y cualquier otro factor que sea relevante para la estimación de los flujos de efectivo futuros.

Para el cálculo del deterioro de un grupo de activos financieros, los flujos futuros se estimarán sobre la base de la experiencia de las pérdidas históricas para activos con características de riesgo de crédito similares a las del grupo.

### Deterioro de instrumentos de patrimonio clasificados como activos disponibles para la venta

Cuando existe una evidencia objetiva de que las pérdidas surgidas en la valoración de estos activos tienen su origen en un deterioro permanente de los mismos, se registrarán en el Estado consolidado del resultado.

El Grupo IBERDROLA considera una evidencia objetiva de deterioro un descenso significativo o prolongado en el valor razonable de una inversión en un instrumento de patrimonio por debajo de su coste. A estos efectos, se considera disminución significativa o prolongada una caída del valor razonable (valor en bolsa para instrumentos cotizados) del 40% que se mantenga al menos 3 meses o pérdida de valor por debajo del coste de adquisición durante al menos 18 meses.

Cualquier recuperación de las pérdidas por deterioro no se reconoce en el Estado consolidado del resultado sino que se reconoce en el epígrafe "Reserva por revaluación de activos y pasivos no realizados" del Estado consolidado de situación financiera.

### Deuda financiera e instrumentos de patrimonio

La deuda financiera y los instrumentos de patrimonio emitidos por el Grupo IBERDROLA son clasificados de acuerdo con la naturaleza de la emisión efectuada.

El Grupo IBERDROLA considera como instrumento de patrimonio cualquier contrato que ponga de manifiesto una participación residual de los activos netos de la entidad.

### Instrumentos de capital con características de pasivo financiero

El Grupo IBERDROLA ha firmado varios contratos en Estados Unidos por los cuales ha incorporado a terceros como socios externos en algunos de sus parques eólicos, obteniendo a cambio una contraprestación en efectivo y otros activos financieros, fundamentalmente.

Las principales características de estos contratos son las siguientes:

- Independientemente del porcentaje en el capital social adquirido por los socios externos, el Grupo IBERDROLA mantiene el control y la gestión de los parques eólicos, por lo que figuran consolidados por integración global en estas Cuentas anuales consolidadas.
- Los socios externos obtienen el derecho a una parte sustancial de los beneficios y de los créditos fiscales que generan dichos parques hasta que obtienen una rentabilidad establecida al inicio del contrato.

- Los socios externos permanecen en el capital social de los parques eólicos hasta obtener la rentabilidad acordada.
- Una vez obtienen dicha rentabilidad, los socios externos deben abandonar el capital de los parques, perdiendo asimismo el derecho a los beneficios y créditos fiscales que éstos generan.
- El que los inversores ajenos al Grupo IBERDROLA obtengan su rentabilidad acordada depende del rendimiento económico de los parques. Si bien el Grupo IBERDROLA mantiene la obligación de operar y mantener eficientemente las instalaciones y tenerlas correctamente aseguradas, no asume ningún compromiso de entrega de efectivo a los socios externos más allá de la entrega de los mencionados beneficios y créditos fiscales.

El Grupo IBERDROLA, tras analizar el fondo económico de estos acuerdos, clasifica la contrapartida de la contraprestación recibida en el inicio de la transacción en el epígrafe “Instrumentos de capital con características de pasivo financiero” del Estado consolidado de situación financiera. Con posterioridad, dicho epígrafe se valora a su coste amortizado (Nota 21).

#### Obligaciones, bonos y deudas con entidades de crédito

Los préstamos, obligaciones y similares se registran inicialmente por el efectivo recibido, neto de los costes incurridos en la transacción. En periodos posteriores, la totalidad de estas deudas se valora a su coste amortizado, utilizando el tipo de interés efectivo, salvo para aquellas operaciones para las que se han suscrito contratos de cobertura, que se valoran tal y como se describe a continuación en esta misma nota.

Por otro lado, las cuentas a pagar derivadas de los contratos de arrendamiento financiero (Nota 4.f) se registran por el valor actual de las cuotas de dichos contratos en el epígrafe “Deuda financiera - préstamos y otros” del Estado consolidado de situación financiera.

#### Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar

Las cuentas a pagar originadas por operaciones de tráfico se registran inicialmente a valor razonable y posteriormente son valoradas a coste amortizado.

#### Contratos de adquisición y venta de elementos no financieros

El Grupo IBERDROLA analiza detalladamente sus contratos de compraventa de elementos no financieros con el objeto de clasificarlos contablemente de manera adecuada.

Con carácter general, aquellos contratos que se liquiden por el neto en efectivo o en otro instrumento financiero son considerados instrumentos financieros derivados y se contabilizan de acuerdo a lo descrito en esta misma nota, con la excepción de los que se celebraron y se mantienen con el objetivo de recibir o entregar elementos no financieros, de acuerdo con las compras, ventas o requerimientos de utilización del Grupo IBERDROLA.

Los contratos de compraventa de elementos no financieros a los que no es de aplicación la NIC 39 son calificados como contratos destinados al uso propio y se registran contablemente a medida que el Grupo IBERDROLA recibe o transmite los derechos y obligaciones originados por los mismos.

En el caso concreto de los contratos de compraventa de electricidad y gas a corto plazo suscritos en determinados mercados de gran liquidez, el Grupo IBERDROLA adopta el siguiente tratamiento contable:

- Hasta el mes anterior a la fecha de suministro, el Grupo IBERDROLA únicamente califica como contratos destinados al uso propio aquellos contratos de compra de electricidad y gas que responden a la mejor estimación de las necesidades reales de adquisición del Grupo IBERDROLA.
- En el mes anterior a la fecha de suministro, y dado que se dispone de estimaciones mucho más precisas de la demanda con carácter diario, el Grupo IBERDROLA considera que todos los contratos que responden únicamente a las variaciones de estimación de la demanda, ya sean de compra o de venta, están destinados al uso propio y, por tanto, no son instrumentos financieros derivados.
- Todos los contratos suscritos con la intención de obtener beneficios a corto plazo de las fluctuaciones del precio de mercado de la electricidad y el gas, así como aquellos que no responden a lo descrito en los dos párrafos anteriores, son considerados instrumentos financieros derivados, por lo que figuran registrados en el Estado consolidado de situación financiera a su valor razonable.

#### Derivados financieros y operaciones de cobertura

Los derivados financieros se registran inicialmente a su coste de adquisición en el Estado consolidado de situación financiera y posteriormente se realizan las correcciones valorativas necesarias para reflejar su valor razonable en cada momento. Los beneficios o pérdidas de dichas fluctuaciones se registran en el Estado consolidado del resultado, salvo en el caso de que el derivado haya sido designado como instrumento de cobertura de flujos de efectivo o de cobertura de la inversión neta en el extranjero.

A efectos de su contabilización, las operaciones de cobertura son clasificadas como:

- Coberturas de valor razonable: en caso de que el riesgo cubierto sea el cambio en el valor razonable de un activo o pasivo o de un compromiso en firme.
- Coberturas de flujos de efectivo: en caso de que el riesgo cubierto sea la variación en los flujos de efectivo atribuibles a un riesgo concreto asociado a un activo o pasivo o a una transacción probable, o en algunos casos la variación en el riesgo del tipo de cambio de un compromiso en firme.
- Coberturas de la inversión neta en el extranjero.

En el momento de suscripción de cada operación de cobertura, el Grupo IBERDROLA documenta formalmente cada operación a la que se va a aplicar la contabilidad de coberturas. La documentación incluye la identificación del instrumento de cobertura, el elemento cubierto, la naturaleza del riesgo que se pretende cubrir y cómo se medirá la eficacia del instrumento de cobertura. Asimismo, de manera periódica, se revisa que los instrumentos de cobertura estén siendo altamente eficaces (entre un 80% y un 125%).

La contabilización de las operaciones de cobertura es la siguiente:

- En las coberturas de valor razonable, los cambios del valor razonable de los instrumentos financieros derivados designados como coberturas y del valor razonable del elemento cubierto producidas por el riesgo cubierto se registran con cargo o abono al mismo epígrafe del Estado consolidado del resultado.

- En las coberturas de flujos de efectivo y de inversión neta en el extranjero, los cambios en el valor de mercado de los instrumentos financieros derivados de cobertura se registran, en la parte en que dichas coberturas no son efectivas, en el Estado consolidado del resultado, registrando la parte efectiva en los epígrafes “Reserva por revaluación de activos y pasivos no realizados” y “Diferencias de conversión”, respectivamente, del Estado consolidado de situación financiera. La pérdida o ganancia acumulada en dichos epígrafes se traspassa al epígrafe del Estado consolidado del resultado que se ve afectado por el elemento cubierto a medida que éste va afectando al Estado consolidado del resultado.

En el caso de que la cobertura de transacciones futuras dé lugar a un activo o un pasivo no financiero, su saldo es tenido en cuenta en la determinación del valor inicial del activo o pasivo que genera la operación cubierta.

En el caso de que la cobertura de transacciones futuras dé lugar a un activo o pasivo financiero, este saldo se mantiene en el epígrafe “Reserva por revaluación de activos y pasivos no realizados” hasta que el riesgo cubierto en la transacción futura tenga impacto en el Estado consolidado del resultado.

Si la transacción futura cubierta no diera lugar a un activo o pasivo, los importes abonados o cargados en el epígrafe “Reserva por revaluación de activos y pasivos no realizados” del Estado consolidado de situación financiera se imputarán al Estado consolidado del resultado en el mismo periodo en que lo haga la operación cubierta.

En el momento de discontinuación de la cobertura, el importe acumulado a dicha fecha en el epígrafe “Reserva por revaluación de activos y pasivos no realizados” se mantiene en dicho epígrafe hasta que se realiza la operación cubierta, momento en el cual ajustará el beneficio o pérdida de dicha operación. En el momento en que no se espere que la operación cubierta se produzca, la pérdida o ganancia reconocida en el mencionado epígrafe se imputará al Estado consolidado del resultado.

Los derivados implícitos en otros instrumentos financieros son contabilizados separadamente cuando el Grupo IBERDROLA considera que sus características y riesgos no están estrechamente relacionados con los instrumentos financieros en los que se encuentran implícitos, siempre que el instrumento financiero en cuestión en su conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable registrando las variaciones de dicho valor con cargo o abono al Estado consolidado del resultado.

El valor razonable de los diferentes instrumentos financieros se calcula mediante los siguientes procedimientos (Nota 15):

- El valor razonable de los derivados cotizados en un mercado organizado es su cotización al cierre del ejercicio.

- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, el Grupo IBERDROLA utiliza para su valoración hipótesis basadas en las condiciones del mercado a la fecha de cierre del ejercicio. En concreto, el valor razonable de las permutas de tipo de interés es calculado como el valor actualizado a tipos de interés de mercado del diferencial de tipos del contrato de permuta; en el caso de los contratos de tipo de cambio a futuro, su valoración se determina descontando los flujos futuros calculados utilizando los tipos de cambio a futuro existentes al cierre del ejercicio; por último, el valor razonable de los contratos de compraventa de elementos no financieros a los que es de aplicación la NIC 39 se calcula a partir de la mejor estimación de las curvas futuras de precios de dichos elementos no financieros existente a la fecha de cierre de las Cuentas anuales consolidadas, utilizando, en la medida de lo posible, los precios establecidos en los mercados de futuros.

En la utilización de estos modelos de valoración se tienen en cuenta los riesgos que el activo o pasivo lleva asociados, entre ellos el riesgo de crédito tanto de la contraparte (*Credit Value Adjustment*) como de la propia entidad (*Debit Value Adjustment*). El riesgo de crédito se calcula en base a los siguientes parámetros:

- Exposición (*Exposure at default*): es el importe del riesgo contraído en el momento de impago de la contraparte teniendo en cuenta los colaterales o acuerdos de compensación asociados a la operación.
- Probabilidad de incumplimiento (*Probability of default*): es la probabilidad de que la contraparte incumpla sus obligaciones de pago de capital y/o intereses, que dependerá principalmente de las características de la contraparte y su calificación crediticia.
- Severidad (*Loss given default*): es la estimación de la pérdida en caso de que se produzca impago.

#### Baja de activos y pasivos financieros

Un activo financiero se da de baja contablemente si:

- Han expirado los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo de ese activo.
- El Grupo IBERDROLA mantiene el derecho a recibir esos flujos de efectivo, pero ha asumido su pago íntegro a un tercero y ha transferido sustancialmente los riesgos y beneficios del activo o no los retiene sustancialmente.
- El Grupo IBERDROLA ha transferido el derecho a recibir los flujos de efectivo del activo, así como sus riesgos y beneficios de manera sustancial o, no habiendo transferido ni retenido sustancialmente dichos riesgos y beneficios, ha transferido el control del mismo.

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

#### Compensación de instrumentos financieros

Los activos y pasivos financieros son objeto de compensación, presentándose el importe neto correspondiente en el Estado de situación financiera, si se tiene actualmente un derecho exigible legalmente de compensar los importes reconocidos y la intención de liquidarlos por el importe neto o de realizar los activos y liquidar los pasivos simultáneamente.

#### 4.m) Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera del Grupo IBERDROLA al cierre del ejercicio figuran en el epígrafe “Patrimonio neto – Acciones propias en cartera” del Estado consolidado de situación financiera y son valoradas a su coste de adquisición.

Los beneficios y pérdidas obtenidos en la enajenación de acciones propias se registran en el epígrafe “Otras reservas” del Estado consolidado de situación financiera.

#### 4.n) Ingresos diferidos

##### Subvenciones de capital

Este epígrafe incluye cualquier subvención no reintegrable concedida por la Administración cuyo objetivo es la financiación de bienes de propiedad, planta y equipo, entre las que se incluye el efectivo recibido de la Administración estadounidense en forma de *Investment Tax Credits* como consecuencia de la puesta en marcha de instalaciones eólicas. Todas las subvenciones de capital son imputadas a resultados en el epígrafe “Otros ingresos de explotación” del Estado consolidado del resultado a medida que se amortizan las instalaciones subvencionadas (Nota 2.a).

##### Instalaciones cedidas o financiadas por terceros

El Grupo IBERDROLA, de acuerdo a la regulación aplicable a la distribución de electricidad en los países donde opera, en ocasiones recibe compensaciones de terceros en efectivo para la construcción de instalaciones de conexión a la red o la cesión directa de dichas instalaciones. Tanto el efectivo recibido como el valor razonable de las instalaciones recibidas se contabilizan con abono al epígrafe “Ingresos diferidos” del Estado consolidado de situación financiera.

Posteriormente, estos importes se imputan a resultados en el epígrafe “Otros ingresos de explotación” del Estado consolidado del resultado a medida que se amortizan las instalaciones.

##### Otros ingresos diferidos

Asimismo, el epígrafe “Ingresos diferidos” incluye los importes recibidos de terceros en concepto de cesión de uso de determinadas instalaciones de conexión a la red del sistema eléctrico, así como de la red de fibra óptica del Grupo IBERDROLA y de otros activos de su propiedad. Dichos importes se imputan a resultados linealmente en el periodo de duración de cada contrato de cesión con abono al epígrafe “Otros ingresos de explotación” del Estado consolidado del resultado.

#### 4.o) Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales

Las contribuciones a los planes de prestación post-empleo de aportación definida se registran como gasto en el epígrafe “Gastos de personal” del Estado consolidado del resultado a medida que se devenga la aportación a los mismos.

En el caso de los planes de prestación definida, el Grupo IBERDROLA registra el gasto correspondiente de acuerdo con su devengo en la vida laboral de los empleados mediante la realización de estudios actuariales por parte de expertos independientes utilizando el método de unidad de crédito proyectada para el cálculo de la obligación devengada al cierre del ejercicio, reconociendo en el epígrafe "Otras reservas" las diferencias actuariales positivas o negativas en el momento en que éstas se ponen de manifiesto. La provisión registrada por este concepto representa el valor actual de la obligación de prestación definida minorada por el valor razonable de los activos afectos a dichos planes.

En el caso de que el valor razonable de los activos sea superior al valor actual de la obligación, el activo neto es reconocido en el Estado consolidado de situación financiera únicamente si es prácticamente cierto que éste pertenezca al Grupo IBERDROLA.

El Grupo IBERDROLA determina la tasa de descuento con referencia a los rendimientos del mercado al final del periodo sobre el que se informa, correspondientes a los bonos u obligaciones empresariales de alta calidad crediticia (*rating* equivalente a AA/Aa). En los países donde no existe un mercado profundo para tales bonos u obligaciones, la tasa de descuento se determina con referencia a los bonos gubernamentales.

Tanto para la Eurozona, Reino Unido como para Estados Unidos existe un mercado profundo de bonos con un periodo de vencimiento suficiente para cubrir los vencimientos esperados de todos los pagos por prestaciones. En lo relativo a los países que forman parte de la zona euro, la profundidad del mercado de los bonos u obligaciones se evalúa a nivel de la unión monetaria y no para el país en concreto. En el caso de Brasil, la tasa de descuento se ha determinado tomando como referencia el crédito soberano de Brasil, por no existir un mercado profundo de bonos corporativos que cumplan con los criterios de calificación crediticia indicados.

El Grupo IBERDROLA utiliza un tipo de descuento único que es un promedio ponderado aplicable al calendario y el importe estimado de los pagos de prestaciones definidas, así como la moneda en la que éstas han de ser satisfechas.

La metodología de cálculo se basa principalmente en los siguientes aspectos:

- Se genera el universo y espectro de bonos empresariales vivos que cumplen con el criterio de *rating* AA/Aa. La fuente de información se corresponde con Bloomberg. El Grupo IBERDROLA ha adoptado como criterio seleccionar las emisiones con nominal emitido mayor a 50 millones de euros o su equivalente en divisa.
- Obtenida la base de datos de bonos, se procede a depurar el resultado obtenido, eliminando de la muestra aquellos bonos que muestran deficiencias en la información.
- La muestra se agrupa en función de la duración de los bonos, representándose la rentabilidad para cada duración y nominal vivo de la emisión. En la medida de lo posible, la rentabilidad se construye en base al punto medio (*mid-point*) de los precios de los oferentes (*bid*) y demandantes (*ask*).
- Se calcula mediante una fórmula matemática, aproximación discreta mínimo - cuadrática, una curva de rentabilidades de mercado de acuerdo a la duración. El resultado de la curva de mercado proveerá los factores de descuento para cada uno de los plazos futuros de las obligaciones.



- Para aquellos mercados en los que los bonos corporativos o los bonos gubernamentales no están disponibles con plazos de vencimiento superiores a 25/30 años, se presume que éstos se mantendrán al mismo nivel a partir del mayor plazo en el que exista información disponible.

El tipo de descuento refleja el valor del dinero en el tiempo y el calendario estimado de los pagos de las prestaciones. Sin embargo, no refleja el riesgo actuarial, de inversión, de crédito ni de desviación en el cumplimiento de las hipótesis actuariales.

#### 4.p) Expedientes de regulación de empleo y otros planes de jubilaciones anticipadas para el personal

El Grupo IBERDROLA registra las prestaciones por terminación de empleo en el momento en que existe un acuerdo con los trabajadores para que causen baja en la plantilla a cambio de una indemnización o cuando existe una expectativa cierta de que se alcanzará dicho acuerdo.

El Grupo IBERDROLA sigue el criterio de registrar la totalidad del gasto correspondiente a estos planes en el momento en que surge la obligación mediante la realización de los oportunos estudios actuariales para el cálculo de la obligación actual actuarial al cierre del ejercicio. Las diferencias actuariales positivas o negativas puestas de manifiesto en las prestaciones por terminación de empleo son reconocidas en el Estado consolidado del resultado.

#### 4.q) Provisión por derechos de emisión

El Grupo IBERDROLA sigue el criterio de registrar una provisión para riesgos y gastos para reconocer la obligación de entrega de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, de acuerdo con los criterios establecidos en los planes nacionales de asignación (Notas 3 y 24).

En la parte en que las emisiones realizadas son cubiertas por los derechos concedidos a través de los planes de asignación o por los derechos adquiridos por el Grupo, la provisión es contabilizada por el valor en libros de dichos derechos. En el caso de que se estime que vaya a ser necesaria la entrega de más derechos de emisión, la provisión por este déficit se calcula a partir de la cotización del derecho de emisión a la fecha de cierre.

El epígrafe “Aprovisionamientos” de los Estados consolidados del resultado correspondientes a los ejercicios 2016 y 2015 incluye 55.275 y 122.773 miles de euros por este concepto (Nota 24).

#### 4.r) Costes de cierre de instalaciones de producción

El Grupo IBERDROLA deberá incurrir en una serie de costes de desmantelamiento de sus instalaciones de producción, entre los que se incluyen los derivados de las labores necesarias para el acondicionamiento de los terrenos donde están ubicadas. Asimismo, de acuerdo a la legislación vigente, deberá realizar ciertas labores previas al desmantelamiento de sus centrales nucleares, todas ellas localizadas en España, del que se hará cargo Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. (en adelante, ENRESA).

La estimación del valor actual de estos costes es registrada como mayor valor del activo con abono al epígrafe “Provisiones - Otras provisiones” al inicio de la explotación del activo (Nota 24).

Esta estimación es revisada periódicamente de forma que la provisión refleje el valor presente de la totalidad de los costes futuros estimados. El valor del activo se corrige únicamente por las desviaciones respecto a la estimación inicial.

El Grupo IBERDROLA aplica una tasa libre de riesgo para actualizar financieramente la provisión dado que los flujos de efectivo futuros estimados para satisfacer la obligación reflejan los riesgos específicos del pasivo correspondiente. La tasa libre de riesgo empleada se corresponde con los rendimientos, a cierre del ejercicio sobre el que se informa, de los bonos gubernamentales con suficiente profundidad y solvencia, en la misma moneda y con similar vencimiento a la obligación.

La variación de la provisión originada por su actualización financiera se registra con cargo al epígrafe "Gasto financiero" del Estado consolidado del resultado.

#### **4.s) Otras provisiones**

El Grupo IBERDROLA contabiliza provisiones para hacer frente a las obligaciones presentes, ya sean legales o implícitas, que surjan como resultado de sucesos pasados, siempre que sea probable que vaya a ser necesario desprenderse de recursos para hacer frente a dicha obligación y que se pueda estimar razonablemente su importe (Nota 24). Su dotación se efectúa al nacimiento de la responsabilidad o de la obligación con cargo al epígrafe del Estado consolidado del resultado que corresponda según la naturaleza de la obligación por el valor presente de la misma cuando el efecto de esta actualización resulta material. La variación de la provisión correspondiente a la actualización financiera de cada ejercicio se registra en el epígrafe "Gasto financiero" del Estado consolidado del resultado.

Entre estas provisiones se encuentran aquéllas constituidas en cobertura de daños de carácter medioambiental, las cuales se han determinado mediante la realización de un análisis individualizado de la situación de los activos contaminados y del coste necesario para su descontaminación.

Por otra parte, de acuerdo con la reglamentación laboral vigente, el Grupo IBERDROLA está obligado al pago de indemnizaciones a los empleados con los que, bajo determinadas condiciones, rescinda sus relaciones laborales. En este sentido, a fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas, el Grupo IBERDROLA no ha iniciado ningún plan distinto a los mencionados en la Nota 23.

#### **4.t) Clasificación de deudas entre corto y largo plazo**

En el Estado consolidado de situación financiera, las deudas se clasifican en función de los vencimientos al cierre del ejercicio. Se consideran deudas corrientes aquéllas con vencimiento inferior a doce meses y deudas no corrientes las de vencimiento superior a dicho periodo.

#### **4.u) Reconocimiento de ingresos**

Los ingresos por ventas se reconocen por el valor razonable de los bienes o derechos recibidos en contraprestación por los bienes y servicios prestados en el transcurso de la operativa normal del negocio de las sociedades del grupo, netos de descuentos e impuestos aplicables.

En el caso de aquellas actividades reguladas cuya retribución viene básicamente determinada por su margen regulado reconocido, el Grupo IBERDROLA registra en el epígrafe "Importe neto de la cifra de negocios" del Estado consolidado del resultado la retribución correspondiente a cada ejercicio.

En el caso de algunas actividades reguladas llevadas a cabo por el Grupo IBERDROLA, las desviaciones entre los costes estimados para el cálculo de la tarifa de un año y los finalmente incurridos son corregidas en la tarifa de los años siguientes. Estas desviaciones son registradas como ingreso o gasto del ejercicio en que se producen únicamente en aquellos casos en que su cobro o pago está garantizado con independencia de las ventas futuras.

Los ingresos por contratos de prestación de servicios cuyo resultado pueda ser valorado con fiabilidad se registran de acuerdo al método del porcentaje de realización.

El Grupo IBERDROLA mantiene en México contratos de cesión de capacidad de generación de energía eléctrica con la Comisión Federal de la Electricidad (en adelante, CFE), cuya duración es de 25 años desde la fecha de comienzo de la operación comercial de cada central de ciclo combinado. Estos contratos establecen un calendario de cobros preestablecidos por la cesión de la capacidad de suministro de energía y por la operación y el mantenimiento de la planta. IBERDROLA analizó si estos contratos constituían un arrendamiento o una prestación de servicios siguiendo los requerimientos de la CINIIF 4: "Determinación de si un contrato contiene un arrendamiento". Dado que sólo IBERDROLA puede operar o dirigir la planta, que los beneficios de la explotación no son transferidos a CFE en exclusiva ya que las plantas generan beneficios adicionales que se venden a terceros y que, adicionalmente, el precio de los productos está referenciado a mercado, se concluyó que estos contratos son una prestación de servicios que se contabiliza de acuerdo al método de porcentaje de realización.

Los ingresos correspondientes a contratos de construcción se registran de acuerdo con la política contable descrita en la Nota 4.v.

Por lo que se refiere a la venta de viviendas, el Grupo IBERDROLA sigue el criterio de reconocer el ingreso cuando se produce el traspaso legal de la propiedad al comprador, momento que generalmente coincide con la elevación a escritura pública de los contratos.

Los ingresos por intereses se contabilizan en función del tiempo, con referencia al principal pendiente y considerando el tipo de interés efectivo aplicable, que es el que iguala el valor en libros del activo con el descuento de los flujos de efectivo futuros esperados en la vida estimada del activo.

Los ingresos por dividendos se registran cuando las sociedades del Grupo IBERDROLA tienen derecho a recibirlos.

#### 4.v) Contratos de construcción

Si los ingresos y los costes derivados de un contrato de construcción pueden ser estimados de forma fiable, sus ingresos son registrados de acuerdo al criterio de grado de avance, calculado éste como la proporción que representan los costes incurridos a la fecha sobre la totalidad de los costes necesarios para su construcción.

Si los ingresos del contrato de construcción no pueden ser estimados de forma fiable, dichos ingresos se registran en la medida en la que se incurre en los costes, siempre que estos costes sean recuperables. No se reconoce el margen del contrato hasta el momento en que pueda ser estimado con suficiente fiabilidad.

En el caso de que los costes estimados originados por un contrato superen los ingresos derivados del mismo, dicha pérdida se reconoce inmediatamente en el Estado consolidado del resultado.

Las modificaciones en los trabajos de construcción y las reclamaciones se incluyen en los ingresos del contrato cuando las negociaciones han alcanzado un avanzado estado de maduración, de tal manera que es probable que el cliente acepte la reclamación, y ese importe puede ser valorado con suficiente fiabilidad.

#### 4.w) Liquidaciones por actividades reguladas y derecho de cobro por financiación del desajuste de ingresos

A continuación, se describe el impacto contable en estas Cuentas anuales consolidadas de ciertos aspectos de índole regulatoria que han tenido lugar en España en los años 2016 y 2015.

##### a) Distribución de energía eléctrica

La Orden IET/980/2016, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016 de acuerdo con la metodología regulada en el Real Decreto 1048/2013, reconoció una retribución a la actividad de distribución de energía eléctrica llevada a cabo por el Grupo IBERDROLA en España durante 2016 de 1.661.639 miles de euros, importe que ha sido contabilizado con abono al epígrafe “Importe neto de la cifra de negocios” del Estado consolidado del resultado correspondiente al ejercicio 2016.

La Orden IET/2444/2014, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015, estableció una retribución a la actividad de distribución de energía eléctrica llevada a cabo por el Grupo IBERDROLA en España durante 2015 de 1.589.345 miles de euros, importe que fue contabilizado con abono al epígrafe “Importe neto de la cifra de negocios” del Estado consolidado del resultado correspondiente al ejercicio 2015.

##### b) Derecho de cobro por financiación del desajuste

La Ley 24/2013 del Sector Eléctrico establece que, en caso de que en un ejercicio se produzca un desajuste por déficit de ingresos en las liquidaciones del sector eléctrico, su cuantía no podrá superar el 2% de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio. Adicionalmente, la deuda acumulada por desajustes de ejercicios anteriores no podrá superar el 5% de los ingresos estimados del sistema. En caso de que se superen estos límites, los peajes de acceso se revisarán al menos en un total equivalente al exceso sobre dichos límites. Esta ley establece, adicionalmente, que la parte del desajuste por déficit de ingresos que, sin superar estos límites, no se compense mediante la subida de peajes y cargos, será financiada por los sujetos del sistema de liquidaciones del sistema proporcionalmente a la retribución que les corresponda por la actividad que realicen.

En el ejercicio 2016, el Grupo IBERDROLA ha estimado que la liquidación definitiva del sistema eléctrico español correspondiente a 2016 presentará un superávit, si bien, las liquidaciones provisionales efectuadas hasta el 31 de diciembre de 2016 presentan un déficit de ingresos. El déficit financiado a dicha fecha por el Grupo IBERDROLA asciende a 240.917 miles de euros y ha sido registrado en el epígrafe “Otras inversiones financieras corrientes” del Estado consolidado de situación financiera (Nota 13.c).

En el ejercicio 2015, el Grupo IBERDROLA estimó que la liquidación definitiva del sistema eléctrico español correspondiente a 2015 presentaría un superávit. Sin embargo, las liquidaciones provisionales efectuadas hasta el 31 de diciembre de 2015 presentaban un déficit de ingresos. El déficit financiado por el Grupo IBERDROLA ascendía a 150.473 miles de euros, que fueron registrados en el epígrafe “Otras inversiones financieras corrientes” del Estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre de 2015 (Nota 13.c). Este importe ha sido cobrado durante el ejercicio 2016.

#### **4.x) Contratos de carácter oneroso**

El Grupo IBERDROLA considera contratos de carácter oneroso aquéllos en los que los costes inevitables de cumplir con las obligaciones que conllevan exceden a los ingresos que se espera recibir por ellos.

El Grupo IBERDROLA sigue el criterio de registrar una provisión por el valor presente de la diferencia entre los costes directos y los ingresos del contrato.

No se ha considerado necesario dotar ninguna provisión significativa por este concepto a 31 de diciembre de 2016 y 2015.

#### **4.y) Transacciones en moneda extranjera**

Las operaciones realizadas en monedas distintas de la moneda funcional de las diferentes sociedades del Grupo se registran 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 del cobro o pago se registran con cargo o abono a resultados.

Asimismo, la conversión a la moneda funcional a 31 de diciembre de cada año de los instrumentos de deuda, así como de los créditos y débitos en moneda distinta de la funcional de cada sociedad del Grupo, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran con cargo al epígrafe “Gasto financiero” o con abono al epígrafe “Ingreso financiero” del Estado consolidado del resultado, según sea su signo.

Aquellas operaciones realizadas en moneda extranjera en las que el Grupo IBERDROLA ha decidido mitigar el riesgo de tipo de cambio mediante la contratación de derivados financieros u otros instrumentos de cobertura se registran según los principios descritos en la Nota 4.I.

#### **4.z) Impuesto sobre Beneficios**

IBERDROLA tributa desde el año 1986 en Régimen de Declaración Consolidada con determinadas sociedades del Grupo.

Las sociedades extranjeras tributan de acuerdo a la legislación en vigor en sus respectivas jurisdicciones.

La contabilización del gasto por Impuesto sobre Sociedades se realiza por el método del pasivo basado en el balance general. Este método consiste en la determinación de los impuestos anticipados y diferidos en función de las diferencias entre el valor en libros de los activos y pasivos y su base fiscal, utilizando las tasas fiscales que se espera objetivamente que estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen. Los impuestos diferidos activos y pasivos originados por cargos o abonos directos en patrimonio se contabilizan también con cargo o abono a patrimonio.

El Grupo IBERDROLA procede al reconocimiento de activos por impuestos diferidos siempre y cuando espere disponer de ganancias fiscales futuras contra las que poder recuperar dichos activos.

Las deducciones de la cuota para evitar la doble imposición y por incentivos fiscales y las bonificaciones del Impuesto sobre Sociedades originadas por hechos económicos acontecidos en el ejercicio minoran el gasto devengado por Impuesto sobre Sociedades, salvo que existan dudas sobre su realización.

#### 4.aa) Gastos de gestión final de residuos radiactivos

Con fecha 8 de noviembre de 2003 se hizo público el Real Decreto 1349/2003, sobre ordenación de las actividades de ENRESA y su financiación. Este real decreto supone una reagrupación de la normativa existente anteriormente por la que se regulaban las actividades que desarrolla ENRESA, así como su financiación, y deroga, entre otros, el Real Decreto 1899/1984, de 1 de agosto.

Por su parte, el Real Decreto-ley 5/2005 y la Ley 24/2005 establecen que los costes correspondientes a la gestión de los residuos radiactivos y del combustible gastado generados en las centrales nucleares y a su desmantelamiento y clausura que sean atribuibles a la explotación de éstas llevada a cabo con posterioridad a 31 de marzo de 2005 serán financiados por los titulares de las centrales nucleares en explotación.

Por otro lado, con fecha 7 de mayo de 2009 fue publicado el Real Decreto-ley 6/2009, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, cuyos principales aspectos son:

- Tendrán la consideración de costes de diversificación y seguridad de abastecimiento los importes necesarios para la gestión de los residuos radiactivos y del combustible nuclear generados en las centrales nucleares cuya explotación haya cesado definitivamente con anterioridad a la constitución efectiva de la entidad pública empresarial ENRESA de gestión de residuos radiactivos, hecho que aún no ha tenido lugar a fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas, así como los montantes necesarios para el desmantelamiento y clausura de estas centrales.

Asimismo, serán considerados costes de diversificación y seguridad de abastecimiento las cantidades destinadas a financiar los costes de gestión de residuos radiactivos procedentes de aquellas actividades de investigación directamente relacionadas con la generación de energía nucleoelectrónica y los costes derivados del reproceso del combustible gastado enviado al extranjero con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, así como aquellos otros costes que se especifiquen mediante el real decreto.

- Las cantidades destinadas a dotar la parte de la provisión para la financiación de los costes correspondientes a la gestión de los residuos radiactivos y del combustible gastado generados en las centrales nucleares en explotación en que se incurra a partir de la constitución de ENRESA, así como los correspondientes a su desmantelamiento y clausura, no tendrán la consideración de costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, por lo que serán financiados por los titulares de las centrales nucleares durante dicha explotación, con independencia de la fecha de su generación.
- La cantidad remanente de la provisión existente en ENRESA, una vez deducidas las cantidades necesarias para la financiación de los costes de seguridad y diversificación de abastecimiento, será destinada a la financiación de los costes que no tienen esta consideración.
- Para la financiación de los costes correspondientes a las centrales nucleares en explotación, las empresas titulares de las mismas deberán hacer frente al pago de una tasa directamente proporcional a la energía generada por las plantas, cuyo método de cálculo definitivo será aprobado mediante acuerdo del Consejo de Ministros, hecho que no ha tenido lugar a fecha de emisión de estas Cuentas anuales consolidadas.

Tras analizar detalladamente el Real Decreto-ley 6/2009, el Grupo IBERDROLA considera que la tasa es la mejor estimación disponible del devengo del gasto originado por dicho real decreto-ley.

El epígrafe "Tributos" del Estado consolidado del resultado de los ejercicios 2016 y 2015 incluye 174.499 y 164.766 miles de euros, respectivamente, por este concepto.

#### 4.ab) Beneficio por acción

El beneficio básico por acción se calcula como el cociente entre el beneficio neto del periodo atribuible a la Sociedad dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho periodo, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad dominante en cartera de las sociedades de su grupo (Notas 20 y 52).

Por su parte, el beneficio diluido por acción se calcula como el cociente entre el resultado neto del periodo atribuible a los accionistas ordinarios y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el periodo, ajustado por el promedio ponderado de las acciones ordinarias que serían emitidas si se convirtieran todas las acciones ordinarias potenciales en acciones ordinarias de IBERDROLA. A estos efectos, se considera que la conversión tiene lugar al comienzo del periodo o en el momento de la emisión de las acciones ordinarias potenciales si éstas se hubiesen puesto en circulación durante el propio periodo.

En el caso de las Cuentas anuales consolidadas del Grupo IBERDROLA correspondientes a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, los beneficios básicos por acción coinciden con los diluidos, dado que no han existido instrumentos que pudieran convertirse en acciones ordinarias durante dichos ejercicios (Nota 52).

#### 4.ac) Dividendos

El dividendo propuesto por el Consejo de Administración de IBERDROLA a su Junta General de Accionistas no es deducido del patrimonio neto hasta que sea aprobado por ésta.

#### 4.ad) Activos no corrientes mantenidos para su enajenación y operaciones discontinuadas

Si el importe en libros de un activo no corriente (o de un grupo enajenable de elementos) se recupera fundamentalmente a través de su venta, en lugar de por su uso continuado, el Grupo IBERDROLA lo clasifica como mantenido para su enajenación y lo valora al menor entre su valor en libros y su valor razonable menos los costes necesarios para su venta.

Una operación discontinuada es un componente de la entidad que ha sido enajenado o se ha dispuesto de él por otra vía, o bien que ha sido clasificado como mantenido para la venta, y:

- representa una línea de negocio o un área geográfica, que es significativa y puede considerarse separada del resto;
- forma parte de un plan individual y coordinado para enajenar o disponer por otra vía de una línea de negocio o de un área geográfica de la explotación que sea significativa y pueda considerarse separada del resto; o
- es una entidad dependiente adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla.

En caso de que se considere que existen operaciones discontinuadas, el Grupo IBERDROLA incluye en el Estado consolidado del resultado global un epígrafe único que comprende el total de:

- el resultado después de impuestos de las operaciones discontinuadas, y
- el resultado después de impuestos reconocido por la valoración a valor razonable menos los costes de venta, o bien por la enajenación o disposición por otra vía de los activos o grupos enajenables de elementos que constituyan la operación discontinuada.

El Grupo IBERDROLA considera que no existen activos ni unidades generadoras de efectivo que cumplan las condiciones para su presentación como activos mantenidos para la enajenación u operaciones discontinuadas a 31 de diciembre de 2016.

#### 4.ae) Estados consolidados de flujos de efectivo

En los Estados consolidados de flujos de efectivo, preparados de acuerdo al método indirecto, se considera lo siguiente:

- Actividades de explotación: actividades típicas de las entidades que forman el Grupo, así como otras actividades que no pueden ser calificadas como de inversión o de financiación.
- Actividades de inversión: las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos a largo plazo y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- Actividades de financiación: actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos que no forman parte de las actividades de explotación.

#### 4.af) Remuneraciones a los empleados basadas en instrumentos de capital

La entrega a los empleados de acciones de IBERDROLA como contraprestación a sus servicios se reconoce en el epígrafe “Gastos de personal” del Estado consolidado del resultado a medida que los trabajadores prestan dichos servicios, con abono al epígrafe “Patrimonio neto - Otras reservas” del Estado consolidado de situación financiera, por el valor razonable de los instrumentos de patrimonio en la fecha de concesión, entendiéndose ésta como aquélla en que el Grupo IBERDROLA y sus empleados llegan al acuerdo por el que se establecen las condiciones de dicha entrega.

En caso de que la liquidación de la remuneración basada en instrumentos de capital se realice en efectivo, el importe registrado con cargo al epígrafe “Gastos de personal” del Estado consolidado del resultado se abona a los epígrafes “Otras cuentas a pagar no corrientes” u “Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar - Otros pasivos corrientes” del pasivo del Estado consolidado de situación financiera, según corresponda, procediéndose a reestimar, en cada cierre contable, el valor razonable de la contraprestación.



## 5. POLÍTICA DE FINANCIACIÓN Y DE RIESGOS FINANCIEROS

El Grupo IBERDROLA está expuesto a diversos riesgos inherentes a los distintos países, sectores y mercados en los que opera y a las actividades que desarrolla que pueden impedirle lograr sus objetivos y ejecutar sus estrategias con éxito.

En particular, la política de financiación y de riesgos financieros del Grupo IBERDROLA, aprobada por el Consejo de Administración, identifica los factores de riesgo que se describen a continuación. El Grupo IBERDROLA dispone de una organización y unos sistemas que le permiten identificar, medir y controlar los riesgos financieros a los que está expuesto.

### Riesgo de tipo de interés

El Grupo IBERDROLA afronta un riesgo con respecto a las partidas de balance (deuda y derivados) en la medida en que las variaciones de los tipos de interés de mercado afectan a los flujos de efectivo y al valor razonable.

Con el fin de gestionar y limitar adecuadamente este riesgo, el Grupo IBERDROLA determina la estructura anual deseada de la deuda entre tipo de interés fijo y variable, teniendo en cuenta las indexaciones de los ingresos a un determinado indicador, ya sea tipo de interés o índice de precios. Anualmente se determinan las actuaciones a realizar a lo largo del ejercicio: tomar nueva financiación (a tipo fijo, variable o indexado) y/o emplear derivados de tipos de interés.

La estructura de la deuda a 31 de diciembre de 2016 y 2015, una vez consideradas las coberturas a través de los derivados contratados, es la siguiente:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015
Tipo de interés fijo	15.399.855	13.465.002
Tipo de interés variable	15.770.827	15.928.049
Tipo de interés variable limitado (*)	50.000	51.424
<b>Total</b>	<b>31.220.682</b>	<b>29.444.475</b>

(\*) Se corresponde con determinados contratos de deuda financiera cuya exposición a la variabilidad de tipos de interés se encuentra limitada por límites superiores y/o inferiores.

La deuda a tipo de interés variable está referenciada básicamente al Euribor, al Libor-libra, al Libor-dólar y a los índices de referencia locales más líquidos en el caso de la deuda de las filiales latinoamericanas.

### Riesgo de tipo de cambio

Dado que la moneda de presentación del Grupo IBERDROLA es el euro, las oscilaciones en las paridades de las divisas en que se instrumenta la deuda y se realizan las operaciones (principalmente libra esterlina, dólar estadounidense y real brasileño) frente al euro pueden impactar en el gasto financiero, en el resultado del ejercicio y en el patrimonio neto del Grupo.

Las siguientes partidas pueden verse afectadas por el riesgo de tipo de cambio:

- Cobros y pagos por suministros, servicios o adquisición de bienes de equipo en monedas diferentes a la local o funcional.
- Ingresos y gastos de algunas filiales extranjeras indexados a monedas diferentes a la local o funcional.

- Deuda denominada en moneda distinta a la moneda local o funcional de las sociedades del Grupo IBERDROLA.
- Resultados en consolidación de las filiales extranjeras.
- Valor neto patrimonial consolidado de inversiones en filiales extranjeras.

El Grupo IBERDROLA mitiga este riesgo tomando deuda y realizando todos sus flujos económicos en la moneda funcional correspondiente a cada empresa del Grupo, siempre que sea posible y económicamente viable y eficiente. Las posiciones abiertas resultantes se gestionan mediante el uso de derivados, dentro de los límites aprobados.

La Nota 6.c de estas Cuentas anuales consolidadas incluye información sobre el potencial impacto del Brexit sobre el Grupo IBERDROLA.

#### Riesgo de precio de materias primas

Las actividades desarrolladas por el Grupo IBERDROLA requieren la adquisición y venta de diversas materias primas (gas natural, carbón, fuelóleo, gasóleo, derechos de emisión, etc.), cuyo precio está sometido a la volatilidad de precio de los mercados internacionales (globales y regionales) en que cotizan dichas materias primas.

Por otra parte, el precio de estas materias primas está referenciado a índices de precio relacionados con otras materias primas (petróleo, principalmente) y, por tanto, también dependiente de la volatilidad del mercado mundial de petróleo.

Asimismo, el margen obtenido en las operaciones depende de la competitividad relativa de las plantas del Grupo IBERDROLA en comparación con el resto de competidores. Esta competitividad relativa está condicionada igualmente por el precio de las materias primas.

#### Riesgos inherentes al negocio

Las actividades desarrolladas por el Grupo IBERDROLA están sometidas a diversos riesgos de negocio derivados de la incertidumbre de las principales variables que afectan al mismo, entre los cuales los más relevantes son la evolución de la demanda de electricidad y gas, la disponibilidad de recursos hídricos y eólicos para la producción de electricidad (tanto propios como del resto de competidores que operan en los mismos mercados que el Grupo IBERDROLA) y la disponibilidad de las centrales para la producción de electricidad.

#### Riesgo de liquidez

La exposición a situaciones adversas de los mercados de deuda o de capitales o a la propia situación económico-financiera del Grupo IBERDROLA podría dificultar o impedir la cobertura de las necesidades financieras que se requieran para el desarrollo adecuado de las actividades del Grupo IBERDROLA.

La política de liquidez seguida por el Grupo IBERDROLA está orientada a asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago adquiridos sin tener que recurrir a la obtención de fondos en condiciones gravosas. Para ello, se utilizan diferentes medidas de gestión tales como el mantenimiento de facilidades crediticias comprometidas por importe, plazo y flexibilidad suficiente, la diversificación de la cobertura de las necesidades de financiación mediante el acceso a diferentes mercados y áreas geográficas, y la diversificación de los vencimientos de la deuda emitida (Notas 25 y 50).

El conjunto de los saldos de efectivo, activos líquidos y líneas de crédito comprometidas disponibles, son suficientes para cubrir las necesidades de liquidez previstas por el Grupo para un plazo superior a 24 meses, sin contar con nuevas líneas de financiación.

La evolución de la deuda del Grupo IBERDROLA se desglosa en las Notas 25 y 50 de la Memoria.

### Riesgo de crédito

El Grupo IBERDROLA se encuentra expuesto al riesgo de crédito derivado del posible incumplimiento de las obligaciones contractuales por parte de sus contrapartidas (clientes, proveedores, entidades financieras, socios, etc.). La exposición se puede generar tanto por las cantidades pendientes de liquidación, como por el coste de sustitución del producto no suministrado y, en el caso de las plantas dedicadas, por las cantidades pendientes de amortizar de dichas instalaciones.

El riesgo es gestionado y limitado adecuadamente, en función del tipo de operación y de la calidad crediticia de las contrapartes. En concreto, existe una política corporativa de riesgo de crédito que establece criterios de admisión, circuitos de aprobación, niveles de autoridad, herramientas de calificación, metodologías de medición de exposiciones, límites de exposición, herramientas de mitigación, etc.

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar por su actividad comercial, el coste de la morosidad se viene manteniendo en niveles moderados, próximo al 1% de la facturación total de dicha actividad, pese al difícil contexto económico vivido en los últimos años.

En cuanto a otras exposiciones (contrapartes en las operaciones con derivados financieros, colocación de excedentes de tesorería, operaciones de compraventa de energía y garantías recibidas de terceros), en los ejercicios 2016 y 2015 no se han producido impagos o quebrantos significativos.

A 31 de diciembre de 2016 y 2015 no existe concentración de riesgo de crédito significativa en el Grupo IBERDROLA.

### Análisis de sensibilidad

Los siguientes análisis de sensibilidad muestran para cada tipo de riesgo (sin reflejar la interdependencia entre las variables de riesgo) cómo podría verse afectado el resultado del ejercicio y el patrimonio debido a cambios razonablemente posibles en la variable de riesgo a 31 de diciembre de 2016 y 2015. Por tanto, dichos análisis de sensibilidad no muestran el efecto sobre el resultado del ejercicio y el patrimonio que podría haberse obtenido si durante los ejercicios 2016 y 2015 las variables de riesgo hubieran sido diferentes.

- Financiera:

La sensibilidad del resultado y del patrimonio consolidado a la variación de los tipos de interés es la siguiente:

Miles de euros	Incremento / descenso en el tipo de interés (puntos básicos)	Efecto en el resultado antes de impuestos Ingreso/(Gasto)	Efecto directo en el patrimonio antes de impuestos	Efecto en el patrimonio neto antes de impuestos
2016	+ 25	1.200	53.070	54.270
	- 25	(1.200)	(53.070)	(54.270)
2015	+ 25	1.620	75.435	77.055
	- 25	(1.620)	(75.304)	(76.924)

La sensibilidad del resultado y del patrimonio consolidado a la variación del tipo de cambio dólar/euro, libra/euro y real brasileño/euro es la siguiente:

Miles de euros	Variación en el tipo de cambio dólar/euro	Efecto en el resultado antes de impuestos Ingreso/(Gasto)	Efecto directo en el patrimonio antes de impuestos	Efecto en el patrimonio neto antes de impuestos
2016	Depreciación 5%	752	(725.927)	(725.175)
	Apreciación 5%	(831)	802.341	801.510
2015	Depreciación 5%	222	(664.396)	(664.174)
	Apreciación 5%	(245)	734.332	734.087

Miles de euros	Variación en el tipo de cambio libra/euro	Efecto en el resultado antes de impuestos Ingreso/(Gasto)	Efecto directo en el patrimonio antes de impuestos	Efecto en el patrimonio neto antes de impuestos
2016	Depreciación 5%	3.823	(438.573)	(434.750)
	Apreciación 5%	(4.225)	484.738	480.513
2015	Depreciación 5%	13.893	(477.872)	(463.979)
	Apreciación 5%	(15.356)	528.175	512.819

Miles de euros	Variación en el tipo de cambio real brasileño/euro	Efecto en el resultado antes de impuestos Ingreso/(Gasto)	Efecto directo en el patrimonio antes de impuestos	Efecto en el patrimonio neto antes de impuestos
2016	Depreciación 5%	-	(102.277)	(102.277)
	Apreciación 5%	-	113.043	113.043
2015	Depreciación 5%	-	(83.307)	(83.307)
	Apreciación 5%	-	92.076	92.076

- Materias primas:

La sensibilidad del resultado y del patrimonio consolidado a la variación del precio de mercado de las principales materias primas es la siguiente:

Miles de euros				
Ejercicio 2016	Variación del precio	Efecto en el resultado antes de impuestos Ingreso/(Gasto)	Efecto directo en el patrimonio antes de impuestos	Efecto en el patrimonio neto antes de impuestos
Gas	+ 5%	1.135	15.574	16.709
	- 5%	(1.163)	(15.090)	(16.253)
Electricidad	+ 5%	7.574	8.493	16.067
	- 5%	(7.572)	(8.493)	(16.065)
CO2	+ 5%	(64)	404	340
	- 5%	64	(404)	(340)
Carbón	+ 5%	(115)	172	57
	- 5%	115	(172)	(57)

Miles de euros					
Ejercicio 2015	Variación del precio	Efecto en el resultado antes de impuestos Ingreso/(Gasto)	Efecto directo en el patrimonio antes de impuestos	Efecto en el patrimonio neto antes de impuestos	
Gas	+ 5%	(6.426)	15.548	9.122	
	- 5%	5.523	(15.548)	(10.025)	
Electricidad	+ 5%	(138)	5.046	4.908	
	- 5%	162	(5.046)	(4.884)	
CO2	+ 5%	-	2.023	2.023	
	- 5%	-	(2.023)	(2.023)	
Carbón	+ 5%	-	837	837	
	- 5%	-	(837)	(837)	

## 6. USO DE ESTIMACIONES Y FUENTES DE INCERTIDUMBRE

### 6.a) Estimaciones contables

Las estimaciones más significativas realizadas por el Grupo IBERDROLA en estas Cuentas anuales consolidadas son las siguientes:

- Energía pendiente de facturación:

Las ventas de cada ejercicio incluyen una estimación de la energía suministrada a clientes de los mercados liberalizados que se encuentra pendiente de facturación por no haber sido objeto de medición al cierre del ejercicio, debido al periodo habitual de lectura de contadores. La estimación de la energía pendiente de facturación a 31 de diciembre de 2016 y 2015 asciende a 1.821.047 y 2.218.602 miles de euros, respectivamente. Este importe se incluye en el epígrafe "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar corrientes" de los Estados consolidados de situación financiera a 31 de diciembre de 2016 y 2015.

- Liquidación de las actividades reguladas en España:

Al cierre de cada ejercicio, el Grupo IBERDROLA realiza una estimación de la liquidación definitiva de las actividades reguladas llevadas a cabo en España en dicho ejercicio, determinando, en su caso, el déficit de ingresos que le corresponde, así como el importe que será objeto de recuperación a futuro de acuerdo con los pronunciamientos de las autoridades al respecto y los plazos en que dicha recuperación tendrá lugar (Nota 4.w).

En las estimaciones se consideran las liquidaciones provisionales publicadas hasta la fecha de formulación de las Cuentas anuales consolidadas, así como toda la información sectorial disponible.

- Contratos de compraventa de materias energéticas:

Tal como se describe en la Nota 4.I, el Grupo IBERDROLA analiza sus contratos de compraventa de materias energéticas con el objeto de otorgarles la clasificación contable más adecuada. Este análisis implica la realización de estimaciones sobre la demanda final de sus clientes y sobre otro tipo de aspectos, estimaciones que se revisan con frecuencia.

- Provisiones para riesgos y gastos:

Como se indica en la Nota 4.s, el Grupo IBERDROLA contabiliza provisiones en cobertura de las obligaciones presentes que surgen como resultado de sucesos pasados. Para ello, tiene que evaluar el resultado de ciertos procedimientos legales, fiscales o de otro tipo que no están cerrados a fecha de formulación de las Cuentas anuales consolidadas en función de la mejor información disponible.

- Vidas útiles:

Los activos tangibles propiedad del Grupo IBERDROLA, por lo general, operan durante periodos muy prolongados de tiempo. El Grupo estima su vida útil a efectos contables (Nota 4.e) teniendo en cuenta las características técnicas de cada activo y el periodo en que se espera que genere beneficios, así como la legislación aplicable en cada caso.

- Costes de cierre y desmantelamiento de instalaciones de producción y distribución de energía eléctrica:

El Grupo IBERDROLA revisa periódicamente las estimaciones de los costes a los que tendrá que hacer frente para el desmantelamiento de sus instalaciones.

- Provisión para pensiones y obligaciones similares y planes de reestructuración:

El Grupo IBERDROLA estima al cierre de cada ejercicio la provisión actual actuarial necesaria para hacer frente a los compromisos por planes de reestructuración, pensiones y otras obligaciones similares que ha contraído con sus trabajadores, lo que, en determinados casos, implica la valoración de los activos afectos a determinados planes. En la elaboración de dichas estimaciones, el Grupo IBERDROLA cuenta con el asesoramiento de actuarios y expertos tasadores independientes (Notas 4.o, 4.p y 23).

- Valor razonable de sus inversiones inmobiliarias:

El Grupo IBERDROLA encarga, con carácter anual, tasaciones de sus inversiones inmobiliarias, tasaciones que cobran especial relevancia en el actual contexto del mercado inmobiliario. El Grupo IBERDROLA considera que las suyas, realizadas por expertos independientes, reflejan adecuadamente dicho contexto.

- Deterioro de activos:

Tal como se describe en las Notas 4.i y 12, el Grupo IBERDROLA, conforme a la normativa contable que le es de aplicación, realiza el test de deterioro de aquellas unidades generadoras de efectivo que así lo requieren anualmente. Asimismo, realiza test específicos en el caso de detectar indicios para ello. Estos test de deterioro implican la estimación de la evolución futura de los negocios y de la tasa de descuento más apropiada en cada caso. El Grupo IBERDROLA cree que sus estimaciones en este sentido son adecuadas y coherentes con la actual coyuntura económica y que reflejan sus planes de inversión y la mejor estimación disponible de sus gastos e ingresos futuros, y considera que sus tasas de descuento reflejan adecuadamente los riesgos correspondientes a cada unidad generadora de efectivo.

- Otros activos intangibles:

Como se indica en la Nota 4.b de estas Cuentas anuales consolidadas, el epígrafe “Otros activos intangibles” del Estado consolidado de situación financiera incluye proyectos de parques eólicos en fase de desarrollo adquiridos en combinaciones de negocios. El Grupo IBERDROLA estima que estos proyectos cumplen el requisito de identificabilidad exigido por la NIC 38 para su capitalización y que sus planes de inversión futuros incluirán la construcción de las instalaciones correspondientes a estos proyectos.

- Activos por impuesto diferido:

Como se menciona en la Nota 4.z, el Grupo IBERDROLA únicamente reconoce los activos por impuestos diferidos cuando espera disponer de ganancias fiscales futuras contra las que poder recuperar dichos activos. En este sentido, el Grupo IBERDROLA realiza proyecciones a futuro de sus ganancias fiscales para poder alcanzar una conclusión definitiva al respecto, proyecciones que, en su caso, son coherentes con los test de deterioro mencionados anteriormente en esta misma nota.

- Activos mantenidos para la enajenación y operaciones discontinuadas:

El Grupo IBERDROLA revisa periódicamente si existen activos concretos o unidades generadoras de efectivo que deban ser clasificados como activos mantenidos para la enajenación u operaciones discontinuadas. El Grupo IBERDROLA considera que no existen activos ni unidades generadoras de efectivo que cumplan las condiciones para su presentación como activos mantenidos para la enajenación u operaciones discontinuadas a 31 de diciembre de 2016.

## 6.b) Fuentes de incertidumbre

Existen determinados aspectos que, a la fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas, suponen una fuente de incertidumbre respecto a su efecto contable:

- La Ley del Impuesto sobre Sociedades aprobada por el Real Decreto 4/2004, incluía en su artículo 12.5 la amortización fiscal del fondo de comercio puesto de manifiesto en la adquisición de participaciones en sociedades extranjeras. IBERDROLA se acogió a dicho incentivo en la adquisición de Scottish Power Plc. (actualmente Scottish Power Ltd.), y Energy East Inc. (actualmente AVANGRID).

En octubre de 2007 la Comisión Europea decidió incoar un procedimiento de investigación formal de la citada medida fiscal para analizar si era compatible con el mercado interior.

En 2009 y 2011 se publicaron dos decisiones de la Comisión Europea (las denominadas “Primera Decisión” y “Segunda Decisión”) que consideraban que el artículo 12.5 era una ayuda de Estado incompatible con el mercado único y que, por tanto, debía reintegrarse y dejar de aplicarse a futuro, si bien las amortizaciones deducidas y la aplicación a futuro de la medida fiscal podían mantenerse en el caso de adquisiciones realizadas o acordadas con anterioridad a 21 de diciembre de 2007, fecha en la que se hizo público el inicio de la investigación formal, (como las realizadas por IBERDROLA) dado que las empresas actuaron con confianza legítima.

Asimismo, en febrero de 2014, la Audiencia Nacional dictó una sentencia en la que considera que el artículo 12.5 no debe aplicar a las adquisiciones indirectas (adquisición de sociedades operativas a través de la adquisición de las participaciones en una sociedad *holding*) sentencia que ha sido recurrida por las partes involucradas.

En octubre de 2014, la Comisión Europea publicó una tercera decisión (la denominada “Tercera Decisión”) en la que consideró que el hecho de que la Dirección General de Tributos y después el Tribunal Económico Administrativo Central cambiaran su criterio en 2012 admitiendo que las adquisiciones indirectas tenían derecho a acogerse a la deducción prevista en el artículo 12.5, suponía una ampliación del ámbito de aplicación del régimen fiscal inicial, por lo que concluyó que constituía una nueva ayuda estatal incompatible con el mercado interior. Adicionalmente al ser una medida posterior a la fecha en que se conoció el inicio del procedimiento de investigación formal, la Comisión entendió que para las empresas que realizaron adquisiciones indirectas anteriores a 21 de diciembre de 2007 no se generó confianza legítima pues conocían la práctica administrativa que excluía las adquisiciones indirectas del ámbito de aplicación de la medida fiscal. En la decisión, la Comisión solicitó al Reino de España, que recurrió dicha decisión, que recuperara las ayudas.

El 7 de noviembre de 2014 el Tribunal General de la Unión Europea (TGUE) dictó dos sentencias que anulaban las dos primeras decisiones anteriormente mencionadas por considerar que la deducción prevista en el artículo 12.5 no es ayuda de Estado, dado que no tiene carácter selectivo. Estas sentencias fueron recurridas por la Comisión Europea.

El 27 de febrero de 2015, el TGUE dictó un auto desestimando la suspensión cautelar de la Tercera Decisión, lo cual supone que las autoridades tributarias españolas deberían proceder a la recuperación de la ayuda. No obstante, el propio auto cita un escrito de 9 de enero de 2015 enviado al Reino de España por el Director General de Competencia de la Comisión, en el que éste declara que no perseguirá activamente con España la recuperación de las ayudas hasta que el Tribunal de Justicia no haya dictado sentencia sobre los recursos que la Comisión interpuso contra las sentencias del Tribunal General de 7 de noviembre de 2014.

En esa misma fecha tuvo lugar la publicación de la Tercera Decisión en el Diario Oficial de la Unión Europea, contra la cual IBERDROLA presentó con fecha 22 de mayo de 2015 el correspondiente recurso de anulación ante el TGUE.

El 21 de diciembre de 2016 el Tribunal de Justicia de la Unión Europea ha resuelto los recursos de casación interpuestos por la Comisión Europea contra las sentencias del Tribunal General de 7 de noviembre de 2014, anulando las citadas sentencias y acordando la devolución del asunto al citado tribunal para que se pronuncie sobre la selectividad de la medida y analice los motivos de impugnación alegados por los interesados que no fueron analizados en las citadas sentencias. Esta sentencia devuelve la validez a la Primera y Segunda Decisiones. En consecuencia, la Comisión Europea ha declarado que va a trabajar con las autoridades españolas para que se ejecuten las recuperaciones pendientes de las ayudas concedidas incluyendo entre éstas a las ayudas declaradas incompatibles con el mercado interior por la Tercera Decisión.

La efectiva recuperación de las ayudas sería provisional quedando a expensas de los resultados definitivos de los recursos planteados contra las tres decisiones.

A fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas no se ha resuelto el recurso presentado.



- En el ejercicio 2009, se establecieron una serie de incentivos para la promoción de las energías renovables en Estados Unidos, que inicialmente eran de aplicación únicamente a los parques eólicos cuya puesta en explotación tuviera lugar con anterioridad a 31 de diciembre de 2012, y parte de los cuales, en concreto los *Production Tax Credits* (PTC) medidos en dólar por MWh producido, fueron extendidos a aquellos parques cuya construcción comenzara antes del 1 de enero de 2015 (Nota 3).

En diciembre de 2015 se extendieron los PTC a aquellos parques eólicos cuya construcción comience con anterioridad al 31 de diciembre de 2019, si bien su importe unitario se reduce paulatinamente para aquellos parques cuya construcción sea iniciada a partir del 1 de enero de 2017.

El Grupo IBERDROLA considera que esta extensión de los PTC garantiza una rentabilidad adecuada a las instalaciones puestas en marcha hasta 2019 y que los parques eólicos cuya construcción comience con posterioridad a 2019 gozarán de un sistema retributivo que supere la rentabilidad exigida por el Grupo IBERDROLA a sus inversiones. Por tanto, el Grupo IBERDROLA cree que podrá recuperar sus activos tangibles e intangibles estadounidenses afectos a las energías renovables por el valor por el que figuran en el Estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre de 2016.

- El Grupo IBERDROLA participa en varias instalaciones nucleares, todas ellas situadas en España. La central nuclear de Santa María de Garoña, en la que el Grupo IBERDROLA participa en un 50%, fue puesta en explotación en 1971, habiendo sido desacoplada del sistema eléctrico en 2012. En este sentido, el Real Decreto 102/2014, para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y los residuos radioactivos, faculta a Nuclenor, S.A. (en adelante, NUCLENOR), sociedad propietaria de la central, a solicitar la ampliación de la licencia de operación de la planta por un periodo indeterminado de tiempo. NUCLENOR, con fecha 2 de junio de 2014, solicitó al Consejo de Seguridad Nuclear (en adelante, CSN) una nueva licencia de operación hasta 2031. Con fecha 8 de febrero de 2017, el Pleno del CSN ha acordado, fijar los límites y condiciones relativas a la solicitud de renovación de autorización de explotación de la central nuclear de Santa María de Garoña. Las evaluaciones concluyen que las propuestas por NUCLENOR son aceptables, si bien, desde el punto de vista de la seguridad y la protección radiológica es necesario que el titular lleve a cabo acciones adicionales que se identifican en unos límites y condiciones sobre seguridad nuclear y protección radiológica y que se recogen en la propuesta que el CSN ha remitido al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, el cual dispondrá de seis meses para emitir su resolución. A fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas no se dispone ni de la propuesta del CSN ni de la resolución del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

El permiso de explotación en vigor para el resto de las centrales nucleares abarca 30 ó 40 años desde su entrada en explotación. Dichas centrales se rigen por lo establecido en la Ley de Economía Sostenible aprobada el 15 de febrero de 2011, que establece, sin límite temporal, que su participación en el mix de producción se determinará de acuerdo con su calendario de producción y con las renovaciones que soliciten los titulares de las centrales en el marco de la legislación vigente.

Teniendo en cuenta estos hechos, así como la política de inversiones y mantenimiento llevada a cabo en sus centrales nucleares, el Grupo IBERDROLA considera que los permisos de explotación de las mismas serán renovados como mínimo hasta que alcancen los 40 años, procediendo a amortizarlas contablemente en dicho periodo (Nota 4.e).

- En las Notas 28 y 43 de estas Cuentas anuales consolidadas se describen los principales activos y pasivos contingentes del Grupo IBERDROLA, en su mayoría originados por litigios en curso cuya evolución futura no puede ser determinada con certeza a fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas.
- El Grupo IBERDROLA se encuentra inmerso en negociaciones y/o arbitrajes en relación a algunos de sus contratos a largo plazo de aprovisionamiento o venta de materias primas y considera que el desenlace de dichos procesos no supondrá una modificación significativa de los importes contabilizados al respecto en estas Cuentas anuales consolidadas.

El Grupo IBERDROLA y, en su caso, sus asesores legales y fiscales, opinan que no se producirán quebrantos de activos ni surgirán pasivos adicionales de consideración para el Grupo IBERDROLA derivados de los asuntos mencionados en los párrafos anteriores.

### 6.c) IBERDROLA y el resultado del referéndum del Reino Unido - Unión Europea (BREXIT)

Tras el resultado del referéndum celebrado el pasado 23 de junio de 2016 por el que el pueblo británico decidió que el Reino Unido abandone la Unión Europea (UE) se inicia un periodo de incertidumbre política y económica que podría provocar un periodo de volatilidad en los mercados financieros.

A la fecha de estas Cuentas anuales consolidadas no se conoce cómo va a ser el proceso de negociación de la salida del Reino Unido de la UE; por otro lado, el resultado del referéndum no supone un cambio inmediato en relación con el estatus de las relaciones transnacionales del Reino Unido. El procedimiento regulado en el artículo 50 del Tratado de la Unión Europea (TUE) prevé que las negociaciones se pueden desarrollar durante un plazo de hasta dos años una vez Reino Unido notifique al Consejo Europeo su intención de abandonar la UE, plazo que puede ser prorrogado de mutuo acuerdo entre ambas partes.

No obstante, IBERDROLA estima que el impacto en el corto plazo no será significativo por los siguientes motivos:

- La diversificación de monedas compensa el impacto potencial del Brexit, de modo que la evolución esperada del dólar estadounidense compensa parcialmente el impacto del Brexit sobre la libra esterlina.
- Del total de EBITDA que el Grupo IBERDROLA genera en el Reino Unido, aproximadamente el 80% tiene origen en los negocios regulados (Transmisión - Distribución) y Renovables. Ambos negocios cuentan con una regulación estable y predecible. De forma general, los marcos regulatorios británicos a largo plazo se definen en términos reales y por consiguiente, posibles tensiones inflacionistas futuras no afectarían a los retornos esperados.
  - o Distribución: Remuneración garantizada hasta 2023 por el marco regulatorio RIIOED-1.
  - o Transmisión: Remuneración garantizada hasta 2021 por el marco regulatorio RIOT1.
  - o Renovables: Las instalaciones actuales y nuevos proyectos como el de eólica *offshore* de East Anglia cuentan con mecanismos de retribución aprobados, ROC (*Renewables Obligation Certificates*) y CfD (*Contracts for Differences*) respectivamente y que según el caso, alcanzan los primeros 15-20 años de vida útil de los activos.

El EBITDA (Beneficio bruto de explotación) y el Beneficio neto para el ejercicio 2016 del Grupo IBERDROLA procedente de la libra esterlina y el dólar estadounidense son los siguientes:

Ejercicio 2016	EBITDA	Beneficio neto
Libra esterlina	20,0%	20,8%
Dólar estadounidense	29,8%	26,3%

- La estrategia de financiación en la misma moneda en que se generan los resultados y los fondos generados en las operaciones protege los ratios de solvencia (Deuda Neta/EBITDA o Fondos Generados en Operaciones (FFO)/ Deuda Neta).
  - o Ratios de solvencia: Se encuentran prácticamente inmunizados a variaciones significativas de la paridad euro-libra esterlina (EUR/GBP). Variaciones de la paridad EUR/GBP afectarían de una forma similar a los porcentajes de deuda y de FFO/EBITDA.

Ejercicio 2016	EBITDA	FFO	Deuda neta y derivados
Libra esterlina	20,0%	20,6%	21,2%

- o Tipo de cambio: Para el ejercicio 2016, la contribución al Beneficio neto del Grupo IBERDROLA de la libra esterlina se encuentra cubierta al 100% mediante derivados u otros instrumentos financieros.
- Las inversiones del periodo 2016-2020 en el Reino Unido incluidas en el plan estratégico (6.400 millones de libras esterlinas) no tienen riesgo de cambio en un 75% y un 21% adicional contiene cláusulas de revisión de precios.

El Grupo IBERDROLA considera que, dado que la mayoría de sus actividades en Reino Unido son reguladas y el carácter esencial del suministro eléctrico y, teniendo en cuenta los análisis de sensibilidad realizados, ninguna de sus unidades generadoras de efectivo británicas presenta indicios de deterioro a fecha de emisión de estas Cuentas anuales consolidadas.

## 7. INFORMACIÓN SOBRE SEGMENTOS GEOGRÁFICOS Y POR NEGOCIOS

De acuerdo a lo establecido en la NIIF 8: “Segmentos de operación”, un segmento de explotación es un componente de una entidad:

- que desarrolla actividades de negocio por las que puede obtener ingresos ordinarios e incurrir en gastos (incluidos los ingresos ordinarios y los gastos por transacciones con otros componentes de la entidad),
- cuyos resultados de explotación son revisados de forma regular por la máxima autoridad en la toma de decisiones de explotación de la entidad, para decidir sobre los recursos que deben asignarse al segmento y evaluar su rendimiento, y
- en relación con la cual se dispone de información financiera diferenciada.

Las transacciones entre los diferentes segmentos se efectúan generalmente en condiciones de mercado.

Los segmentos de explotación identificados por el Grupo IBERDROLA son los siguientes:

- Negocio de Redes: incluye las actividades de transmisión y distribución de energía, así como cualquier otra de naturaleza regulada, llevadas a cabo en España, Reino Unido, Estados Unidos y Brasil.
- Negocio Liberalizado: incluye los negocios de generación y comercialización de energía, así como los negocios de *trading* y almacenamiento de gas que el Grupo desarrolla en España y Portugal, Reino Unido y América.
- Negocio de Renovables: incluye las actividades relacionadas con las energías renovables en España, Reino Unido, Estados Unidos y el resto del mundo.
- Otros negocios: agrupa los negocios de ingeniería y construcción y los no energéticos.

Adicionalmente, en la Corporación se recogen los costes de la estructura del Grupo (Corporación Única) y de los servicios de administración de las áreas corporativas que posteriormente se facturan al resto de sociedades mediante contratos por prestación de servicios concretos.

El Grupo IBERDROLA gestiona de manera conjunta tanto las actividades de financiación como los efectos de la imposición sobre beneficios en sus actividades. En consecuencia, los gastos e ingresos financieros y el Impuesto sobre Sociedades no han sido asignados a los segmentos de explotación.

Las magnitudes más relevantes de los segmentos de explotación identificados son las siguientes:

## Segmentación por negocios del ejercicio 2016

Miles de euros	Liberalizado				Renovables					Redes				Otros negocios	Total Segmentos	Corporación y ajustes		
	España y Portugal	Reino Unido	América	Total	España	Reino Unido	Estados Unidos	Resto del Mundo	Total	España	Reino Unido	Estados Unidos	Brasil	Total	Total	Total	Total	Total
<b>IMPORTE NETO DE LA CIFRA DE NEGOCIOS</b>																		
Ventas externas	12.004.791	5.361.763	1.568.422	<b>18.934.976</b>	44.543	56.374	963.971	235.365	<b>1.300.253</b>	1.909.088	1.106.035	3.979.421	1.458.544	<b>8.453.088</b>	<b>751.868</b>	<b>29.440.185</b>	<b>(224.803)</b>	<b>29.215.382</b>
Ventas intersegmentos	(124.258)	106.566	46.263	<b>28.571</b>	732.700	367.240	–	(560)	<b>1.099.380</b>	140.588	213.058	–	–	<b>353.646</b>	<b>1.740</b>	<b>1.483.337</b>	<b>20.076</b>	<b>1.503.413</b>
Eliminaciones				<b>(240.175)</b>					<b>–</b>					<b>–</b>	<b>–</b>	<b>(240.175)</b>	<b>(1.263.238)</b>	<b>(1.503.413)</b>
Total ventas				<b>18.723.372</b>					<b>2.399.633</b>					<b>8.806.734</b>	<b>753.608</b>	<b>30.683.347</b>	<b>(1.467.965)</b>	<b>29.215.382</b>
<b>RESULTADOS</b>																		
Resultado de explotación del segmento	986.453	17.161	309.516	<b>1.313.130</b>	250.626	126.788	218.225	107.143	<b>702.782</b>	1.100.314	692.426	729.464	126.991	<b>2.649.195</b>	<b>(124.878)</b>	<b>4.540.229</b>	<b>13.807</b>	<b>4.554.036</b>
Resultado de sociedades por el método de participación - neto de impuestos	(25.693)	(100)	19.591	<b>(6.202)</b>	366	1.139	(9.406)	(5.505)	<b>(13.406)</b>	1.808	95	11.728	41.779	<b>55.410</b>	<b>58.064</b>	<b>93.866</b>	<b>(45.143)</b>	<b>48.723</b>
<b>ACTIVOS</b>																		
Activos del segmento	9.405.437	6.777.831	4.352.599	<b>20.535.867</b>	4.395.626	5.533.538	11.873.056	1.650.603	<b>23.452.823</b>	10.991.733	11.502.554	20.631.805	1.552.638	<b>44.678.730</b>	<b>1.816.222</b>	<b>90.483.642</b>	<b>821.795</b>	<b>91.305.437</b>
Participaciones contabilizadas por el método de participación	5.953	1.825	438.914	<b>446.692</b>	61.879	7.908	144.788	110.010	<b>324.585</b>	51.395	92	143.107	657.082	<b>851.676</b>	<b>616.793</b>	<b>2.239.746</b>	<b>(91)</b>	<b>2.239.655</b>
<b>PASIVOS</b>																		
Pasivos del segmento	2.286.718	757.531	632.484	<b>3.676.733</b>	468.475	453.827	1.949.411	165.334	<b>3.037.047</b>	5.778.964	1.698.568	3.329.316	431.133	<b>11.237.981</b>	<b>462.722</b>	<b>18.414.483</b>	<b>1.051.839</b>	<b>19.466.322</b>
<b>OTRA INFORMACIÓN</b>																		
Coste total incurrido durante el periodo en la adquisición de propiedad, planta y equipo y activos intangibles no corrientes	224.701	134.839	413.818	<b>773.358</b>	15.989	961.540	690.925	120.680	<b>1.789.134</b>	512.916	792.534	843.808	83.707	<b>2.232.965</b>	<b>1.847</b>	<b>4.797.304</b>	<b>(51.244)</b>	<b>4.746.060</b>
Gastos del periodo por amortización y depreciación	534.056	276.432	129.693	<b>940.181</b>	246.807	140.186	345.419	65.055	<b>797.467</b>	502.755	283.813	540.173	105.762	<b>1.432.503</b>	<b>13.585</b>	<b>3.183.736</b>	<b>69.970</b>	<b>3.253.706</b>
Gastos del periodo distintos de amortización y depreciación que no han supuesto salidas de efectivo	22.556	5.567	964	<b>29.087</b>	3.025	–	8.563	–	<b>11.588</b>	26.582	21.607	63.609	840	<b>112.638</b>	<b>3.077</b>	<b>156.390</b>	<b>104.640</b>	<b>261.030</b>

## Segmentación por negocios del ejercicio 2015 (Re-expresado Nota 2.c)

Miles de euros	Liberalizado				Renovables					Redes				Otros negocios	Total Segmentos	Corporación y ajustes		
	España y Portugal	Reino Unido	América	Total	España	Reino Unido	Estados Unidos	Resto del Mundo	Total	España	Reino Unido	Estados Unidos	Brasil	Total	Total	Total	Total	Total
<b>IMPORTE NETO DE LA CIFRA DE NEGOCIOS</b>																		
Ventas externas	12.752.414	7.528.930	1.537.721	<b>21.819.065</b>	12.041	253.895	1.008.341	219.026	<b>1.493.303</b>	1.790.993	1.266.694	2.674.947	1.735.404	<b>7.468.038</b>	<b>865.548</b>	<b>31.645.954</b>	(227.261)	<b>31.418.693</b>
Ventas intersegmentos	26.695	32.865	52.582	<b>112.142</b>	752.500	543.897	(31)	897	<b>1.297.263</b>	174.030	266.910	8	–	<b>440.948</b>	<b>4.745</b>	<b>1.855.098</b>	(42.263)	<b>1.812.835</b>
Eliminaciones				<b>(314.105)</b>					<b>–</b>					<b>–</b>	<b>–</b>	<b>(314.105)</b>	(1.498.730)	<b>(1.812.835)</b>
Total ventas				<b>21.617.102</b>					<b>2.790.566</b>					<b>7.908.986</b>	<b>870.293</b>	<b>33.186.947</b>	(1.768.254)	<b>31.418.693</b>
<b>RESULTADOS</b>																		
Resultado de explotación del segmento	969.553	(283.006)	275.398	<b>961.945</b>	194.029	248.113	125.306	91.660	<b>659.108</b>	1.014.108	828.631	497.087	145.483	<b>2.485.309</b>	<b>(30.111)</b>	<b>4.076.251</b>	(246.964)	<b>3.829.287</b>
Resultado de sociedades por el método de participación - neto de impuestos	(29.920)	(603)	(4.691)	<b>(35.214)</b>	2.910	(5.178)	(2.636)	5.043	<b>139</b>	212	–	486	56.040	<b>56.738</b>	<b>46.633</b>	<b>68.296</b>	(12.978)	<b>55.318</b>
<b>ACTIVOS</b>																		
Activos del segmento	10.095.990	8.015.713	3.891.452	<b>22.003.155</b>	4.848.182	5.685.573	10.934.171	904.955	<b>22.372.881</b>	10.743.395	12.487.333	18.761.795	1.324.076	<b>43.316.599</b>	<b>1.856.121</b>	<b>89.548.756</b>	<b>762.163</b>	<b>90.310.919</b>
Participaciones contabilizadas por el método de participación	17.352	2.210	307.305	<b>326.867</b>	57.430	14.931	155.217	161.201	<b>388.779</b>	51.845	–	100.718	587.294	<b>739.857</b>	<b>594.781</b>	<b>2.050.284</b>	(101)	<b>2.050.183</b>
<b>PASIVOS</b>																		
Pasivos del segmento	2.673.880	909.920	616.415	<b>4.200.215</b>	461.633	417.283	1.989.644	122.262	<b>2.990.822</b>	5.938.202	1.834.208	2.989.898	451.212	<b>11.213.520</b>	<b>426.846</b>	<b>18.831.403</b>	<b>932.875</b>	<b>19.764.278</b>
<b>OTRA INFORMACIÓN</b>																		
Coste total incurrido durante el periodo en la adquisición de propiedad, planta y equipo y activos intangibles no corrientes	265.694	104.305	373.486	<b>743.485</b>	113.998	566.194	173.374	184.476	<b>1.038.042</b>	481.429	1.004.739	559.561	76.024	<b>2.121.753</b>	<b>1.191</b>	<b>3.904.471</b>	(74.348)	<b>3.830.123</b>
Gastos del periodo por amortización y depreciación	535.005	704.754	121.535	<b>1.361.294</b>	279.198	189.973	445.640	73.287	<b>988.098</b>	442.627	309.383	283.451	107.034	<b>1.142.495</b>	<b>19.562</b>	<b>3.511.449</b>	<b>56.659</b>	<b>3.568.108</b>
Gastos del periodo distintos de amortización y depreciación que no han supuesto salidas de efectivo	23.314	63.815	3.116	<b>90.245</b>	3.770	3.075	7.460	204	<b>14.509</b>	34.102	48.496	43.863	1.521	<b>127.982</b>	<b>9.753</b>	<b>242.489</b>	<b>46.672</b>	<b>289.161</b>

Adicionalmente, se desglosan a continuación el importe neto de la cifra de negocios y los activos no corrientes en función de su localización geográfica:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015
<b>Importe neto de la cifra de negocios</b>		
España	13.453.880	14.470.382
Reino Unido	6.627.660	9.119.973
Norteamérica	6.863.387	5.710.284
Brasil	1.578.281	1.829.692
Resto del mundo	692.174	288.362
<b>Total</b>	<b>29.215.382</b>	<b>31.418.693</b>

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015
<b>Activos no corrientes (*)</b>		
España	23.537.117	23.875.710
Reino Unido	21.898.039	24.181.832
Norteamérica	35.837.302	32.666.875
Brasil	1.444.265	1.197.105
Resto del mundo	1.514.166	1.107.415
<b>Total</b>	<b>84.230.889</b>	<b>83.028.937</b>

(\*) Se excluyen las inversiones financieras no corrientes, impuestos diferidos activos y deudores comerciales y otras cuentas a cobrar no corrientes.

Asimismo, la conciliación entre los activos y pasivos de los segmentos, y el total de activo y pasivo de los Estados consolidados de situación financiera es la siguiente:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015
<b>Activos de los segmentos</b>	<b>91.305.437</b>	<b>90.310.919</b>
Inversiones financieras no corrientes	3.903.994	3.711.006
Impuestos diferidos activos	6.958.154	6.629.508
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar corrientes	984.377	893.891
Inversiones financieras corrientes	1.474.790	1.287.623
Activos por impuestos corrientes	503.403	411.322
Otras cuentas a cobrar de Administraciones Públicas	143.379	266.640
Efectivo y otros medios equivalentes	1.432.686	1.153.273
<b>Total Activo</b>	<b>106.706.220</b>	<b>104.664.182</b>

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015
<b>Pasivos de los segmentos</b>	<b>19.466.322</b>	<b>19.764.278</b>
Patrimonio neto	40.687.389	40.956.053
Instrumentos de capital no corrientes con características de pasivo financiero	43.664	117.209
Deuda financiera a largo plazo	26.926.882	24.899.010
Impuestos diferidos pasivos	12.740.661	11.896.477
Otras cuentas a pagar no corrientes	737.269	689.694
Instrumentos de capital corrientes con características de pasivo financiero	93.390	99.221
Deuda financiera corriente	5.404.119	5.662.019
Otros pasivos corrientes	606.524	580.221
<b>Total Pasivo y Patrimonio Neto</b>	<b>106.706.220</b>	<b>104.664.182</b>

## 8. ACTIVO INTANGIBLE

El movimiento producido durante los ejercicios 2016 y 2015 en las diferentes cuentas del activo intangible y en sus correspondientes amortizaciones acumuladas y provisiones ha sido el siguiente:

Miles de euros	Saldo a 01.01.2015	Diferencias de conversión	Modificación del perímetro de consolidación (Nota 42)	Adiciones y (dotaciones)/reversiones	Gastos de personal activados (Nota 35)	Trasposos	Salidas/Bajas	Saldo a 31.12.2015	Diferencias de conversión	Modificación del perímetro de consolidación (Nota 42)	Adiciones y (dotaciones)/reversiones	Gastos de personal activados (Nota 35)	Trasposos	Salidas/Bajas	Saldo a 31.12.2016
<b>Coste:</b>															
Fondo de comercio	8.354.186	515.900	482.703	-	-	-	-	9.352.789	(605.188)	(35.351)	-	-	-	(1.197)	8.711.053
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	5.400.539	234.755	1.896.685	11.161	-	2.854	(110)	7.545.884	29.993	104.888	15.553	-	92	(1)	7.696.409
Activo intangible bajo CINIIF 12	837.519	(199.511)	-	78.412	23.589	(6.647)	(6.854)	726.508	179.979	-	84.089	23.696	(32.512)	(14.986)	966.774
Aplicaciones informáticas	1.270.190	44.970	235.774	124.405	5.350	340.573	(151.774)	1.869.488	(32.150)	-	143.269	7.377	24.234	(52.201)	1.960.017
Derechos de emisión	88	-	-	-	-	-	(88)	-	-	-	-	-	-	-	-
Otro activo intangible	4.417.688	407.322	838.576	20.062	-	(755.372)	(66.575)	4.861.701	(17.649)	25.639	10.678	-	(371.402)	(4.542)	4.504.425
<b>Total coste</b>	<b>20.280.210</b>	<b>1.003.436</b>	<b>3.453.738</b>	<b>234.040</b>	<b>28.939</b>	<b>(418.592)</b>	<b>(225.401)</b>	<b>24.356.370</b>	<b>(445.015)</b>	<b>95.176</b>	<b>253.589</b>	<b>31.073</b>	<b>(379.588)</b>	<b>(72.927)</b>	<b>23.838.678</b>
<b>Amortización acumulada y provisiones:</b>															
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	651.522	(5.712)	-	95.381	-	1.358	-	742.549	(43.632)	-	80.930	-	-	-	779.847
Activo intangible bajo CINIIF 12	178.159	(50.199)	-	51.067	-	36.141	(5.902)	209.266	55.604	-	51.505	-	-	(5.877)	310.498
Aplicaciones informáticas	871.545	32.285	105.014	158.253	-	245.881	(150.440)	1.262.538	(12.634)	-	164.905	-	1.691	(52.003)	1.364.497
Otro activo intangible	928.254	73.921	-	30.738	-	(461.442)	(16.481)	554.990	(47.291)	-	146.688	-	-	(3.173)	651.214
<b>Total amortización acumulada</b>	<b>2.629.480</b>	<b>50.295</b>	<b>105.014</b>	<b>335.439</b>	<b>-</b>	<b>(178.062)</b>	<b>(172.823)</b>	<b>2.769.343</b>	<b>(47.953)</b>	<b>-</b>	<b>444.028</b>	<b>-</b>	<b>1.691</b>	<b>(61.053)</b>	<b>3.106.056</b>
<b>Provisión por deterioro (Nota 12)</b>	<b>788.500</b>	<b>88.449</b>	<b>-</b>	<b>(49.528)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>827.421</b>	<b>39.220</b>	<b>-</b>	<b>(68.182)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>798.459</b>
<b>Total amortización acumulada y provisiones</b>	<b>3.417.980</b>	<b>138.744</b>	<b>105.014</b>	<b>285.911</b>	<b>-</b>	<b>(178.062)</b>	<b>(172.823)</b>	<b>3.596.764</b>	<b>(8.733)</b>	<b>-</b>	<b>375.846</b>	<b>-</b>	<b>1.691</b>	<b>(61.053)</b>	<b>3.904.515</b>
<b>Total coste neto</b>	<b>16.862.230</b>	<b>864.692</b>	<b>3.348.724</b>	<b>(51.871)</b>	<b>28.939</b>	<b>(240.530)</b>	<b>(52.578)</b>	<b>20.759.606</b>	<b>(436.282)</b>	<b>95.176</b>	<b>(122.257)</b>	<b>31.073</b>	<b>(381.279)</b>	<b>(11.874)</b>	<b>19.934.163</b>



El importe de los activos intangibles en explotación totalmente amortizados a 31 de diciembre de 2016 y 2015 asciende a 384.669 y 323.129 miles de euros, respectivamente.

El Grupo IBERDROLA mantiene a 31 de diciembre de 2016 y 2015 compromisos de adquisición de activos intangibles por importe de 44.655 y 8.814 miles de euros.

Por otro lado, a 31 de diciembre de 2016 y 2015 no existen restricciones significativas a la titularidad de los activos intangibles, salvo en los negocios regulados que pueden requerir de autorizaciones del regulador correspondiente para determinadas transacciones.

La asignación del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2016 y 2015 a los diferentes grupos de unidades generadoras de efectivo es la siguiente:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015
Generación y comercialización de electricidad y gas en Reino Unido	4.391.911	5.052.019
Actividades reguladas en Reino Unido	677.949	779.845
Energías renovables en Reino Unido	428.179	492.535
Energías renovables en Estados Unidos	1.460.337	1.386.866
Actividades reguladas en Estados Unidos	1.143.048	1.120.892
Actividades reguladas en Brasil	175.224	141.688
Actividades corporativas y otros	434.405	378.944
<b>Total</b>	<b>8.711.053</b>	<b>9.352.789</b>

La asignación a las diferentes unidades generadoras de efectivo de los activos intangibles de vida indefinida y en curso a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

2016			
Miles de euros	Activos intangibles de vida indefinida	Activos intangibles en curso	Total
Distribución de electricidad en Escocia	781.646	–	781.646
Distribución de electricidad en Gales e Inglaterra	752.279	–	752.279
Transporte de electricidad en Reino Unido	297.082	–	297.082
Energías renovables en Estados Unidos	–	257.681	257.681
Distribución de electricidad y gas en Nueva York (NYSEG)	1.139.094	–	1.139.094
Distribución de electricidad y gas en Nueva York (RG&E)	1.026.721	–	1.026.721
Transporte y distribución de electricidad en Maine (CMP)	282.876	20.960	303.836
Transporte y distribución de electricidad Connecticut (UI)	1.186.251	–	1.186.251
Distribución de gas Connecticut (CNG)	299.325	–	299.325
Distribución de gas Connecticut (SCG)	587.610	–	587.610
Distribución de gas Massachusetts (BGC)	40.076	–	40.076
Otros	–	367.121	367.121
<b>Total</b>	<b>6.392.960</b>	<b>645.762</b>	<b>7.038.722</b>

## 2015

Miles de euros	Activos intangibles de vida indefinida	Activos intangibles en curso	Total
Distribución de electricidad en Escocia	899.128	–	899.128
Distribución de electricidad en Gales e Inglaterra	865.347	–	865.347
Transporte de electricidad en Reino Unido	341.734	–	341.734
Energías renovables en Reino Unido	–	382.333	382.333
Energías renovables en Estados Unidos	–	201.809	201.809
Distribución de electricidad y gas en Nueva York (NYSEG)	1.081.786	–	1.081.786
Distribución de electricidad y gas en Nueva York (RG&E)	975.066	–	975.066
Transporte y distribución de electricidad en Maine (CMP)	268.644	35.193	303.837
Transporte y distribución de electricidad Connecticut (UI)	1.023.797	–	1.023.797
Distribución de gas Connecticut (CNG)	282.152	–	282.152
Distribución de gas Connecticut (SCG)	558.047	–	558.047
Distribución de gas Massachusetts (BGC)	38.061	–	38.061
Otros	–	355.735	355.735
<b>Total</b>	<b>6.333.762</b>	<b>975.070</b>	<b>7.308.832</b>

## 9. INVERSIONES INMOBILIARIAS

El movimiento producido en los ejercicios 2016 y 2015 en las inversiones inmobiliarias pertenecientes al Grupo IBERDROLA se describe a continuación:

Miles de euros	Saldo a 01.01.2015	Adiciones y (dotaciones)/re versiones	Traspasos	Salidas/Bajas	Saldo a 31.12.2015	Adiciones y (dotaciones) /reversiones	Traspasos	Salidas/Bajas	Saldo a 31.12.2016
Inversiones inmobiliarias	560.547	4.713	(2.188)	(1.199)	561.873	7.321	(9.683)	(14.396)	545.115
Provisión por deterioro	(38.064)	–	6.111	–	(31.953)	–	4.118	–	(27.835)
Amortización acumulada	(40.138)	(7.516)	(1.716)	191	(49.179)	(7.446)	1	1.686	(54.938)
<b>Total coste neto</b>	<b>482.345</b>	<b>(2.803)</b>	<b>2.207</b>	<b>(1.008)</b>	<b>480.741</b>	<b>(125)</b>	<b>(5.564)</b>	<b>(12.710)</b>	<b>462.342</b>

El valor razonable de las inversiones inmobiliarias en explotación a 31 de diciembre de 2016 y 2015 asciende a 530.112 y 540.018 miles de euros, respectivamente. Este valor razonable ha sido determinado tal y como se describe en la Nota 4.c, y se consideraría de Nivel 3.

A 31 de diciembre de 2016 y 2015, ninguna de las inversiones inmobiliarias se encuentra totalmente amortizada ni existen restricciones para su realización. Asimismo, no existen obligaciones contractuales para la adquisición, construcción o desarrollo de inversiones inmobiliarias ni para su reparación y mantenimiento.

## 10. PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

El movimiento producido durante los ejercicios 2016 y 2015 en las diferentes cuentas del inmovilizado material y en sus correspondientes amortizaciones acumuladas y provisiones ha sido el siguiente:

Miles de euros	Saldo a 01.01.2015	Diferencias de conversión	Modificación del perímetro de consolidación (Nota 42)	Adiciones y dotaciones/ (reversiones)	Trasposos	Salidas/ Bajas	Saneamiento	Saldo a 31.12.2015	Diferencias de conversión	Modificación del perímetro de consolidación (Nota 42)	Adiciones y dotaciones/ (reversiones)	Trasposos	Salidas/ Bajas	Saneamiento	Saldo a 31.12.2016
<b>Coste:</b>															
<b>Terrenos y construcciones</b>	<b>1.296.046</b>	<b>54.339</b>	<b>-</b>	<b>59.468</b>	<b>457.033</b>	<b>(18.167)</b>	<b>-</b>	<b>1.848.719</b>	<b>25.707</b>	<b>(4.904)</b>	<b>65.379</b>	<b>375.359</b>	<b>(10.673)</b>	<b>-</b>	<b>2.299.587</b>
<b>Instalaciones técnicas en explotación:</b>															
Centrales hidroeléctricas	6.319.578	45.121	-	-	438.415	(119)	-	6.802.995	(36.321)	-	-	77.458	(797)	-	6.843.335
Centrales térmicas	2.710.268	88.721	-	20.035	3.016	(3.132)	-	2.818.908	(151.000)	-	544	15.414	(1.467.171)	-	1.216.695
Centrales de ciclo combinado	7.147.320	377.042	-	16.008	135.457	(94.789)	-	7.581.038	(8.272)	-	25.652	396.373	(19.667)	-	7.975.124
Centrales nucleares	7.366.231	-	-	47.707	105.801	(60.437)	-	7.459.302	-	-	(5.017)	109.408	(55.363)	-	7.508.330
Centrales eólicas	21.335.182	1.356.647	-	178.750	497.769	(65.893)	-	23.302.455	73.997	-	(92.938)	(197.529)	(82.026)	-	23.003.959
Instalaciones de:															
- Almacenamiento de gas y otras centrales alternativas	1.329.458	91.883	-	194	3.464	(32)	-	1.424.967	73.332	-	140	49.336	(290)	-	1.547.485
- Transporte eléctrico	5.269.626	456.777	-	-	622.324	(12.950)	-	6.335.777	(173.212)	-	-	1.270.828	(38.545)	-	7.394.848
- Transporte de gas	45.682	4.008	-	-	(303)	-	-	49.387	2.775	-	-	-	-	-	52.162
- Distribución eléctrica	26.059.718	826.139	2.107.027	102.366	953.595	(50.953)	-	29.997.892	(657.281)	-	73.502	811.803	(39.868)	-	30.186.048
- Distribución de gas	1.260.051	145.990	1.621.957	-	(90.685)	(2.988)	-	2.934.325	143.087	-	-	(180.454)	(11.107)	-	2.885.851
Contadores y aparatos de medida	1.652.283	65.211	-	134.770	114.658	(130.906)	-	1.836.016	(29.048)	-	199.700	285.569	(186.300)	-	2.105.937
Despachos de maniobra y otras instalaciones	1.604.182	27.328	41.931	3.626	85.197	(33.263)	-	1.729.001	(8.370)	-	3.451	136.386	(1.844)	-	1.858.624
<b>Total instalaciones técnicas en explotación</b>	<b>82.099.579</b>	<b>3.484.867</b>	<b>3.770.915</b>	<b>503.456</b>	<b>2.868.708</b>	<b>(455.462)</b>	<b>-</b>	<b>92.272.063</b>	<b>(770.313)</b>	<b>-</b>	<b>205.034</b>	<b>2.774.592</b>	<b>(1.902.978)</b>	<b>-</b>	<b>92.578.398</b>
<b>Otros elementos en explotación</b>	<b>1.953.551</b>	<b>113.152</b>	<b>-</b>	<b>93.577</b>	<b>(589.685)</b>	<b>(128.871)</b>	<b>-</b>	<b>1.441.724</b>	<b>19.127</b>	<b>-</b>	<b>133.516</b>	<b>214.981</b>	<b>(102.288)</b>	<b>-</b>	<b>1.707.060</b>
<b>Instalaciones técnicas en curso</b>	<b>3.793.113</b>	<b>223.685</b>	<b>249.387</b>	<b>3.355.040</b>	<b>(2.697.013)</b>	<b>(13.684)</b>	<b>(26.858)</b>	<b>4.883.670</b>	<b>(158.301)</b>	<b>-</b>	<b>4.401.277</b>	<b>(2.918.251)</b>	<b>(13.648)</b>	<b>(29.245)</b>	<b>6.165.502</b>
<b>Anticipos y otro inmovilizado material en curso (*)</b>	<b>331.195</b>	<b>20.349</b>	<b>-</b>	<b>147.519</b>	<b>(92.783)</b>	<b>(83.550)</b>	<b>(19.403)</b>	<b>303.327</b>	<b>22.791</b>	<b>-</b>	<b>397.330</b>	<b>(85.042)</b>	<b>(77.235)</b>	<b>-</b>	<b>561.171</b>
<b>Total coste</b>	<b>89.473.484</b>	<b>3.896.392</b>	<b>4.020.302</b>	<b>4.159.060</b>	<b>(53.740)</b>	<b>(699.734)</b>	<b>(46.261)</b>	<b>100.749.503</b>	<b>(860.989)</b>	<b>(4.904)</b>	<b>5.202.536</b>	<b>361.639</b>	<b>(2.106.822)</b>	<b>(29.245)</b>	<b>103.311.718</b>

(\*) El importe de anticipos a cuenta concedidos a 31 de diciembre de 2016 y 2015 asciende a 306.178 y 60.249 miles de euros, respectivamente.

**Informe financiero anual**

Iberdrola, S.A. y sociedades dependientes / Ejercicio 2016

Miles de euros	Saldo a 01.01.2015	Diferencias de conversión	Modificación del perímetro de consolidación (Nota 42)	Adiciones y (dotaciones) /reversiones	Trasposos	Salidas/ Bajas	Saneamiento	Saldo a 31.12.2015	Diferencias de conversión	Modificación del perímetro de consolidación (Nota 42)	Adiciones y (dotaciones) /reversiones	Trasposos	Salidas/ Bajas	Saneamiento	Saldo a 31.12.2016
<b>Amortización acumulada y provisiones:</b>															
<b>Construcciones</b>	<b>288.461</b>	<b>12.770</b>	<b>-</b>	<b>33.666</b>	<b>90.851</b>	<b>(8.594)</b>	<b>-</b>	<b>417.154</b>	<b>1.621</b>	<b>-</b>	<b>35.695</b>	<b>53.603</b>	<b>(7.039)</b>	<b>-</b>	<b>501.034</b>
<b>Instalaciones técnicas en explotación:</b>															
Centrales hidroeléctricas	3.560.719	13.969	-	117.335	(2.058)	(71)	-	3.689.894	(19.912)	-	128.464	(15.996)	(558)	-	3.781.892
Centrales térmicas	1.832.690	46.362	-	155.263	(21.931)	-	-	2.012.384	(92.123)	-	25.813	(1.683)	(915.795)	-	1.028.596
Centrales de ciclo combinado	2.468.728	133.706	-	271.929	8.847	(77.900)	-	2.805.310	(29.667)	-	275.084	-	(17.356)	-	3.033.371
Centrales nucleares	5.093.605	-	-	272.937	-	(60.437)	-	5.306.105	-	-	261.859	-	(54.102)	-	5.513.862
Centrales eólicas	5.450.539	290.028	-	893.100	9	(20.214)	-	6.613.462	44.137	-	730.544	(247.842)	(9.601)	-	7.130.700
Instalaciones de:															
- Almacenamiento de gas y otras centrales alternativas	258.243	14.283	-	26.023	396	-	-	298.945	15.775	-	26.985	19.629	(236)	-	361.098
- Transporte eléctrico	1.274.407	111.838	-	128.962	(95.685)	(11.660)	-	1.407.862	(38.940)	-	132.617	127.942	(17.233)	-	1.612.248
- Transporte de gas	10.928	895	-	303	-	-	-	12.126	707	-	298	-	-	-	13.131
- Distribución eléctrica	9.466.813	279.978	466.199	619.888	87.457	(35.458)	-	10.884.877	(123.233)	-	694.741	15.033	(29.209)	-	11.442.209
- Distribución de gas	465.475	53.176	738.257	23.543	(42.802)	(2.629)	-	1.235.020	61.394	-	46.165	(102.736)	(5.625)	-	1.234.218
Contadores y aparatos de medida	1.016.149	33.844	-	98.114	30.912	(128.622)	-	1.050.397	(40.835)	-	125.020	51.132	(186.200)	-	999.514
Despachos de maniobra y otras instalaciones	803.271	22.760	9.659	16.173	(368)	(32.600)	-	818.895	(13.661)	-	46.247	17.485	(1.690)	-	867.276
<b>Total</b>	<b>31.701.567</b>	<b>1.000.839</b>	<b>1.214.115</b>	<b>2.623.570</b>	<b>(35.223)</b>	<b>(369.591)</b>	<b>-</b>	<b>36.135.277</b>	<b>(236.358)</b>	<b>-</b>	<b>2.493.837</b>	<b>(137.036)</b>	<b>(1.237.605)</b>	<b>-</b>	<b>37.018.115</b>
<b>Otros elementos en explotación</b>	<b>1.286.283</b>	<b>66.185</b>	<b>-</b>	<b>93.244</b>	<b>(346.061)</b>	<b>(126.846)</b>	<b>-</b>	<b>972.805</b>	<b>4.510</b>	<b>-</b>	<b>106.886</b>	<b>75.431</b>	<b>(88.627)</b>	<b>-</b>	<b>1.071.005</b>
<b>Total amortización acumulada</b>	<b>33.276.311</b>	<b>1.079.794</b>	<b>1.214.115</b>	<b>2.750.480</b>	<b>(290.433)</b>	<b>(505.031)</b>	<b>-</b>	<b>37.525.236</b>	<b>(230.227)</b>	<b>-</b>	<b>2.636.418</b>	<b>(8.002)</b>	<b>(1.333.271)</b>	<b>-</b>	<b>38.590.154</b>
Provisión por deterioro (Nota 12)	1.089.871	63.114	-	282.692	-	-	-	1.435.677	(22.869)	-	-	-	(525.628)	-	887.180
<b>Total amortización acumulada y provisiones</b>	<b>34.366.182</b>	<b>1.142.908</b>	<b>1.214.115</b>	<b>3.033.172</b>	<b>(290.433)</b>	<b>(505.031)</b>	<b>-</b>	<b>38.960.913</b>	<b>(253.096)</b>	<b>-</b>	<b>2.636.418</b>	<b>(8.002)</b>	<b>(1.858.899)</b>	<b>-</b>	<b>39.477.334</b>
<b>Total coste neto</b>	<b>55.107.302</b>	<b>2.753.484</b>	<b>2.806.187</b>	<b>1.125.888</b>	<b>236.693</b>	<b>(194.703)</b>	<b>(46.261)</b>	<b>61.788.590</b>	<b>(607.893)</b>	<b>(4.904)</b>	<b>2.566.118</b>	<b>369.641</b>	<b>(247.923)</b>	<b>(29.245)</b>	<b>63.834.384</b>

El detalle por negocios de las principales inversiones en propiedad, planta y equipo realizadas en los ejercicios 2016 y 2015, adicionales a la adquisición de UIL (Nota 42) y sin incluir la capitalización de gastos de personal (Nota 35) y financieros (Nota 40), es el siguiente:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015
Liberalizado España y Portugal	219.697	263.707
Liberalizado Reino Unido	109.428	75.186
Liberalizado Norteamérica	398.560	364.594
Renovables España	8.293	113.234
Renovables Reino Unido	909.740	563.421
Renovables Estados Unidos	689.475	21.561
Renovables Resto del mundo	91.379	178.894
Redes España	498.322	457.758
Redes Reino Unido	779.772	1.001.471
Redes Estados Unidos	792.963	539.007
Redes Brasil	-	223
Corporación y otros	10.342	30.061
<b>Total</b>	<b>4.507.971</b>	<b>3.609.117</b>

El epígrafe “Amortizaciones y provisiones” del Estado consolidado del resultado correspondiente al ejercicio 2016 incluye 29.245 miles de euros por dotaciones por deterioros y saneamientos de propiedad, planta y equipo. Asimismo, en el ejercicio 2015 dicho epígrafe incluía un cargo por este concepto de 328.953 miles de euros (Nota 12).

El detalle por tipo de activo de las dotaciones/(reversiones) por deterioro realizadas en los ejercicios 2016 y 2015 es el siguiente:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015
Centrales térmicas (Nota 12)	-	274.617
Centrales eólicas	-	8.075
<b>Total dotaciones / (reversiones)</b>	<b>-</b>	<b>282.692</b>

En el ejercicio 2016 se ha procedido al cierre de la central térmica de carbón de Longannet en Reino Unido lo que ha supuesto una salida del epígrafe “Propiedad, planta y equipo” de 1.348.124 miles de euros de coste bruto, 842.929 miles de euros de amortización acumulada y 505.195 miles de euros de provisión por deterioro) (Nota 12).

El importe de las instalaciones materiales en explotación totalmente amortizadas a 31 de diciembre de 2016 y 2015 asciende a 2.909.361 y 3.174.597 miles de euros, respectivamente.

El Grupo IBERDROLA mantiene a 31 de diciembre de 2016 y 2015 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por importe de 5.275.933 y 3.652.397 miles de euros.

A 31 de diciembre de 2016 y 2015, el epígrafe “Propiedad, planta y equipo – Propiedad, planta y equipo en explotación” incluye 193.044 y 171.856 miles de euros correspondientes a bienes adquiridos en regímenes de arrendamiento financiero y que comprenden entre otros activos los edificios corporativos del Grupo IBERDROLA en Madrid. La información relativa a los pagos mínimos por dichos contratos a 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:

<b>Miles de euros</b>	<b>31.12.2016</b>
2017	33.899
2018-2021	48.721
De 2022 en adelante	129.230
<b>Total</b>	<b>211.850</b>
Coste financiero	43.493
Valor actual de las cuotas	168.357
<b>Total</b>	<b>211.850</b>

## 11. ACUERDOS DE CONCESIÓN

Se muestra a continuación la descripción de los acuerdos de concesión relativos a la actividad de distribución eléctrica en Brasil dentro del alcance de la CINIIF 12: “Acuerdos de concesión de servicios” (Nota 4.b):

Sociedad	Nº municipios	Localidad	Fecha de concesión	Fecha vencimiento	Ciclo tarifario	Última revisión
ELEKTRO	223	Estado do Sao Paulo	27/08/1998	26/08/2028	4 años	Agosto 2015
ELEKTRO	5	Mato Grosso do Sul	27/08/1998	26/08/2028	4 años	Agosto 2015

La duración de las concesiones es de 30 años y podrá prorrogarse por un máximo de 30 años, a petición de la concesionaria y a discreción del concedente, que es la *Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)*. Las principales obligaciones del concesionario en el marco del contrato de concesión son proveer de electricidad a los clientes dentro de su área de concesión, llevar a cabo las obras necesarias para prestar los servicios y mantener los activos relacionados con la concesión (Nota 4.b).

La concesionaria tiene prohibido transferir o conceder como garantía los bienes objeto de la concesión sin el consentimiento previo y por escrito del regulador.

Al final de la concesión, la propiedad se revertirá automáticamente al concedente, procediéndose a la evaluación y determinación de la cuantía de la indemnización a la concesionaria.

El precio de los servicios prestados a los consumidores está regulado y tiene la siguiente composición: Parcela A (costes no controlables, como la compra de energía, el transporte y cargos sectoriales, entre otros) y Parcela B (costes operativos eficientes y costes de capital menos la remuneración de la inversión y la cuota de la reintegración regulatoria). Los mecanismos de ajuste son el tarifario anual y la revisión tarifaria ordinaria que se lleva a cabo cada cuatro años.

A finales de 2014, los acuerdos de concesión de ELEKTRO descritos anteriormente, así como los acuerdos de las concesionarias de distribución de energía eléctrica en Brasil pertenecientes a NEOENERGIA (Notas 13.c y 27), fueron modificados con el objetivo de garantizar que al final del periodo concesional se consideren para el cálculo de la indemnización los saldos remanentes (activos o pasivos) de la eventual insuficiencia de reconocimiento o resarcimiento por la tarifa de la Parcela A y de otros componentes financieros.

## 12. DETERIORO DE ACTIVOS NO FINANCIEROS

### Metodología de elaboración de los test de deterioro

El Grupo IBERDROLA analiza al menos anualmente si sus activos presentan indicios de deterioro, en cuyo caso realiza el correspondiente test de deterioro.

Asimismo, el Grupo IBERDROLA realiza de forma sistemática el test de deterioro de aquellas unidades generadoras de efectivo que incluyen fondo de comercio o activos intangibles en curso o de vida indefinida.

Las proyecciones utilizadas en los test de deterioro coinciden con la mejor información prospectiva de la que dispone el Grupo IBERDROLA y recogen los planes de inversión existentes en cada país en ese momento.

#### a) Hipótesis utilizadas en el negocio liberalizado:

- Producción de las instalaciones: se han considerado horas de funcionamiento coherentes con las de ejercicios anteriores y en consonancia con la evolución futura esperada del *mix* energético de los países donde opera el Grupo IBERDROLA.
- Precios de venta de la electricidad y el gas: se han utilizado, en su caso, los precios establecidos en los contratos de venta suscritos. Para la producción no vendida se han usado los precios de los futuros en los mercados donde opera el Grupo IBERDROLA. En lo referente a la actividad de almacenamiento de gas en Estados Unidos y Canadá, se han utilizado los precios de los futuros del mercado norteamericano del gas para el periodo en el que presenta liquidez, mientras que los precios de periodos posteriores se han obtenido de fuentes externas.
- Precios de compra del gas: se han empleado los precios establecidos en los contratos de adquisición a largo plazo suscritos por el Grupo IBERDROLA, estimando las variables incluidas en los mismos de acuerdo a estudios externos.
- Margen de comercialización de electricidad y gas: se han utilizado expectativas de evolución del número de clientes y márgenes unitarios basados en el conocimiento de los mercados donde opera el Grupo IBERDROLA y su posición relativa en cada uno de ellos.
- Inversión: se ha usado la mejor información disponible sobre las instalaciones que se van a poner en funcionamiento en los próximos años.
- Costes de operación y mantenimiento: se han considerado los contratos de mantenimiento de instalaciones en vigor. El resto de costes de explotación han sido proyectados de manera coherente con el crecimiento que se espera de cada una de las unidades generadoras de efectivo, asumiendo una evolución de su plantilla acorde con dicho crecimiento.

#### b) Hipótesis utilizadas en el negocio regulado:

- Retribución regulada: se ha utilizado la retribución aprobada para los años en que esté disponible mientras que para los posteriores se han utilizado los mecanismos de actualización de dicha retribución establecidos en las diferentes legislaciones, que han sido aplicados de manera coherente con los costes estimados de las correspondientes unidades generadoras de efectivo.



- Inversión: se han considerado planes de inversión coherentes con los crecimientos de demanda esperados en cada concesión, con los mínimos requeridos por los diferentes reguladores y con la estimación de la retribución futura utilizada.
- Costes de operación y mantenimiento: se ha considerado la mejor estimación disponible de la evolución de los mismos, teniendo en cuenta su coherencia con la retribución que se asume se recibirá en cada ejercicio.

c) Hipótesis utilizadas en el negocio renovable:

- Producción de las instalaciones: las horas de funcionamiento de cada parque son coherentes con sus producciones históricas; a estos efectos, conviene tener en cuenta la predictibilidad en el largo plazo de la producción eólica, que además se encuentra amparada en la práctica totalidad de los países por mecanismos regulatorios de forma que los parques puedan producir siempre que las condiciones meteorológicas y de la red lo permitan.
- Precios de venta de la electricidad: se han utilizado, en su caso, los precios establecidos en los contratos de venta suscritos. Para la producción no vendida se han usado los precios de los futuros de los mercados donde opera el Grupo IBERDROLA. En cualquier caso se han tomado en consideración los mecanismos de apoyo existentes.
- De acuerdo a lo descrito en la Nota 6.b, se ha estimado la regulación que aplicará a las instalaciones estadounidenses cuya construcción comience con posterioridad a 31 de diciembre de 2019.
- Inversión: se ha tenido en cuenta la mejor información disponible sobre las instalaciones que se espera poner en funcionamiento en los próximos años, teniendo en cuenta el precio fijado en los contratos de adquisición de aerogeneradores suscritos con diferentes proveedores entre los que se encuentra GAMESA (Nota 49), así como la capacidad técnica y financiera del Grupo IBERDROLA para llevar a buen fin los proyectos considerados.
- Costes de operación y mantenimiento: se han empleado los precios establecidos en los contratos de arrendamiento de terrenos y de mantenimiento suscritos para toda la vida útil de las instalaciones, debiéndose tener en cuenta la alta predictibilidad de los costes de los parques eólicos.

d) Periodo de proyección y tasa de crecimiento nominal:

El periodo de proyección de los flujos de efectivo futuros y la tasa de crecimiento nominal (g) empleada para extrapolar dichas proyecciones más allá del periodo contemplado se resumen en la siguiente tabla:

Unidad generadora de efectivo	Nº años	g
Generación y comercialización de electricidad y gas en Reino Unido	Vida útil / 10	- / 1,5%
Distribución de electricidad en Escocia	10	2,5%
Distribución de electricidad en Gales e Inglaterra	10	2,5%
Transporte de electricidad en Reino Unido	10	2,5%
Energías renovables en Reino Unido	Vida útil	-
Energías renovables en Estados Unidos	Vida útil	-
Almacenamiento de gas en Estados Unidos	Vida útil	-
Almacenamiento de gas en Canadá	Vida útil	-
Distribución de electricidad y gas en Nueva York (NYSEG)	10	0,8%
Distribución de electricidad y gas en Nueva York (RG&E)	10	0,8%
Transporte y distribución de electricidad en Maine (CMP)	10	0,8%
Transporte y distribución de electricidad en Connecticut (UI)	10	0,8%
Distribución de gas en Connecticut (CNG)	10	0,8%
Distribución de gas en Connecticut (SCG)	10	0,8%
Distribución de gas en Massachusetts (BGC)	10	0,8%
Distribución de electricidad en Brasil (ELEKTRO)	Vida concesión	-

Si bien la NIC 36: “Deterioro del valor de los activos” recomienda la utilización de proyecciones a cinco años a efectos del test de deterioro, IBERDROLA ha decidido utilizar los periodos incluidos en esta tabla por las siguientes razones:

- La utilización de la totalidad de la vida útil remanente de los activos de generación convencional o renovable es el método más apropiado, máxime teniendo en cuenta que en muchos casos se han suscrito contratos de venta de energía a muy largo plazo y se dispone además de curvas de precios estimadas a largo plazo que se utilizan en la operativa habitual del Grupo IBERDROLA (contratos, coberturas, etc.).
- Las concesiones de transporte y distribución eléctrica incluyen periodos regulatorios amplios y se conoce el mecanismo de cálculo de la nueva tarifa que el regulador correspondiente utilizará al comienzo del nuevo periodo regulatorio.
- El Grupo IBERDROLA considera que sus proyecciones son fiables y que la experiencia pasada demuestra su capacidad de predecir los flujos de caja en periodos como los considerados.

Por otra parte, la tasa de crecimiento nominal considerada en las actividades de transporte y distribución de electricidad y gas en el Reino Unido y Estados Unidos es consistente con las expectativas de crecimiento del mercado y de inflación que el Grupo IBERDROLA dispone para dichos mercados.

e) Tasa de descuento:

La metodología de cálculo de la tasa de descuento utilizada por el Grupo IBERDROLA consiste en añadir al valor temporal del dinero o tasa libre de riesgo de cada mercado los riesgos específicos del activo o prima de riesgo del activo o negocio en cuestión.

La tasa libre de riesgo se corresponde con las emisiones del Tesoro a diez años en el mercado en cuestión, con profundidad y solvencia suficientes. En el caso de países con economías o monedas donde no existe la suficiente profundidad y solvencia, se estima un riesgo país y un riesgo divisa de forma que el conjunto de todos estos componentes se asimila al coste de financiación sin el *spread* de riesgo del activo.

La prima de riesgo del activo se corresponde con los riesgos específicos del activo, para cuyo cálculo se toman en consideración las betas estimadas en función de empresas comparables que realicen dicha actividad principal.

Las tasas de descuento antes de impuestos utilizadas en los test de deterioro son las siguientes:

Unidad generadora de efectivo	Tasas 2016	Tasas 2015
Generación y comercialización de electricidad y gas en Reino Unido	6,51%	6,28%
Distribución de electricidad en Escocia	5,01%	4,91%
Distribución de electricidad en Gales e Inglaterra	5,01%	4,91%
Transporte de electricidad en Reino Unido	5,01%	4,91%
Energías renovables en Reino Unido onshore/offshore	5,91% / 7,11%	5,73% / 6,83%
Energías renovables en Estados Unidos	6,43%	6,66%
Almacenamiento de gas en Estados Unidos	6,34%	6,09%
Almacenamiento de gas en Canadá	6,18%	6,05%
Distribución de electricidad y gas en Nueva York (NYSEG)	5,44%	5,26%
Distribución de electricidad y gas en Nueva York (RG&E)	5,44%	5,26%
Transporte y distribución de electricidad en Maine (CMP)	5,44%	5,26%
Transporte y distribución de electricidad en Connecticut (UI)	5,44%	5,26%
Distribución de gas en Connecticut (CNG)	5,44%	5,26%
Distribución de gas en Connecticut (SCG)	5,44%	5,26%
Distribución de gas en Massachusetts (BGC)	5,44%	5,26%
Distribución de electricidad en Brasil (ELEKTRO)	13,32%	13,19%

#### Deterioros y saneamientos contabilizados en los ejercicios 2016 y 2015

Durante los ejercicios 2016 y 2015, el Grupo IBERDROLA ha registrado las siguientes correcciones valorativas como consecuencia de los test de deterioro realizados:

- Como consecuencia de los test de deterioro efectuados en los ejercicios 2016 y 2015 sobre sus instalaciones renovables en desarrollo estadounidenses (Nota 4.b), el Grupo IBERDROLA ha procedido a revertir parte de una provisión contabilizada en relación a sus activos intangibles en ejercicios anteriores. En los ejercicios 2016 y 2015, esta reversión ha ascendido a 68.182 y 49.528 miles de euros (Nota 8), respectivamente.
- Por otra parte, en el ejercicio 2015 el Grupo IBERDROLA tomó la decisión de cerrar en abril de 2016 Longannet, una central térmica de carbón localizada en el Reino Unido, con tres años de adelanto sobre la fecha inicialmente estimada. Dado que se esperaba que Longannet no iba a generar flujos de caja positivos en el primer trimestre de 2016, en el ejercicio 2015 se procedió a deteriorar la totalidad de la planta menos el importe que espera recuperar mediante la venta de chatarra y similares por importe de 287.800 miles de euros (dotación de una provisión por deterioro de 274.617 miles de euros correspondiente al inmovilizado en explotación y saneamiento de 13.183 miles de euros relativos a repuestos específicos) (Nota 10).

Adicionalmente, el Grupo IBERDROLA dotó una provisión por importe de 36.249 miles de euros con cargo al epígrafe "Gastos de personal" del Estado consolidado del resultado correspondiente al ejercicio 2015 que incluía los gastos por reestructuración de la plantilla y pensiones asociados al cierre de la planta.

### Análisis de sensibilidad

El Grupo IBERDROLA ha llevado a cabo varios análisis de sensibilidad de los resultados de los test de deterioro realizados de forma sistemática recogiendo cambios razonables en una serie de hipótesis básicas definidas para cada unidad generadora de efectivo:

- Generación y comercialización de electricidad y gas en Reino Unido:
  - o Descenso de un 10% en la energía producida.
  - o Descenso de un 10% en el margen obtenido por kWh.
  - o Descenso de un 10% en el incremento de clientes de electricidad y gas.
  - o Descenso de un 10% del margen por kWh de comercialización de electricidad y gas.
  - o Incremento de un 10% de los costes de operación y mantenimiento.
  - o Incremento de un 10% del coste de la inversión.
- Actividades reguladas en Reino Unido, Estados Unidos y Brasil:
  - o Descenso de un 10% de la tasa de rentabilidad en la que se basa la retribución regulada.
  - o Incremento de un 10% de los costes de operación y mantenimiento.
  - o Descenso de un 10% de la inversión (lo que conllevaría el consiguiente descenso de la retribución).
- Energías renovables en Reino Unido y en Estados Unidos:
  - o Descenso de un 5% en la energía producida.
  - o Descenso de un 10% en el precio total obtenido por kWh, únicamente aplicable a la producción para la que no se han suscrito contratos de venta a largo plazo.
  - o Incremento de un 10% de los costes de operación y mantenimiento.
  - o Incremento de un 10% del coste de la inversión.
- Almacenamiento de gas en Estados Unidos y en Canadá:
  - o Descenso de un 15% en el *spread* de almacenamiento de gas (margen por bcm debido a la estacionalidad de los precios).
  - o Descenso de un 10% de la capacidad operativa.
  - o Incremento de un 10% de los costes de operación y mantenimiento.
  - o Incremento de un 10% del coste de la inversión.

Asimismo, el Grupo IBERDROLA ha realizado un análisis de sensibilidad adicional, consistente en el incremento de 100 puntos básicos de la tasa de descuento aplicable en cada caso.

Estos análisis de sensibilidad realizados para cada hipótesis básica de forma independiente no pondrían de manifiesto la existencia de deterioro alguno, salvo en los siguientes casos:

- Producción de energías renovables en Estados Unidos, cuyo valor en uso es 1.025 millones de euros superior a su valor en libras, en el que un incremento de 85 puntos básicos en la tasa de descuento supondría que el valor en uso fuera inferior al valor en libras.
- Almacenamiento de gas en Estados Unidos, cuyo valor en uso es 64 millones de euros superior a su valor en libras, en el que un decremento del *spread* del 6%, un decremento de la capacidad del 8% o un incremento de 51 puntos básicos en la tasa de descuento supondría que el valor en uso fuera inferior al valor en libras.
- Almacenamiento de gas en Canadá, cuyo valor en uso es 24 millones de euros superior a su valor en libras, en el que un decremento del *spread* del 9%, un decremento de la capacidad del 9% o un incremento de 85 puntos básicos en la tasa de descuento supondría que el valor en uso fuera inferior al valor en libras.

### 13. INVERSIONES FINANCIERAS

#### 13.a) Participaciones contabilizadas por el método de participación

El movimiento en los ejercicios 2016 y 2015 del valor contable de las participaciones contabilizadas por el método de participación de las sociedades asociadas y negocios conjuntos del Grupo IBERDROLA (ver Anexo a esta Memoria) es el siguiente:

Miles de euros	Negocios conjuntos				Total
	Sociedades asociadas	Subgrupo Neoenergía	Subgrupo Flat Rock	Otros negocios conjuntos	
<b>Saldo a 01.01.2015</b>	<b>570.645</b>	<b>1.327.973</b>	<b>148.354</b>	<b>247.625</b>	<b>2.294.597</b>
Inversión	3.199	4.414	–	61.835	<b>69.448</b>
Modificación del perímetro de consolidación (Nota 42)	–	–	–	103.573	<b>103.573</b>
Trasposos	–	(46.687)	–	45.384	<b>(1.303)</b>
Resultado del ejercicio procedente de actividades continuadas	33.063	42.075	(2.636)	(21.054)	<b>51.448</b>
Correcciones valorativas (dotación)/reversión	–	–	–	3.870	<b>3.870</b>
Otro resultado global	1.134	9.716	–	10.898	<b>21.748</b>
Dividendos	(8.580)	(34.291)	(6.034)	(13.989)	<b>(62.894)</b>
Diferencias de conversión	(4.347)	(247.549)	15.534	(16.770)	<b>(253.132)</b>
Enajenaciones	–	(135.320)	–	5.956	<b>(129.364)</b>
Clasificación como activo mantenido para la enajenación (Nota 39)	–	–	–	(43.675)	<b>(43.675)</b>
Otros	678	(3.863)	–	(948)	<b>(4.133)</b>
<b>Saldo a 31.12.2015</b>	<b>595.792</b>	<b>916.468</b>	<b>155.218</b>	<b>382.705</b>	<b>2.050.183</b>
Inversión	13.077	–	1.366	33.017	<b>47.460</b>
Modificación del perímetro de consolidación (Nota 42)	–	–	–	20.341	<b>20.341</b>
Trasposos	–	–	(9.470)	18.500	<b>9.030</b>
Resultado del ejercicio procedente de actividades continuadas	47.400	30.237	(9.406)	(19.508)	<b>48.723</b>
Otro resultado global	(6.611)	(20.120)	–	(6.267)	<b>(32.998)</b>
Dividendos	(11.557)	(28.169)	–	(51.469)	<b>(91.195)</b>
Diferencias de conversión	4.770	215.657	7.080	21.246	<b>248.753</b>
Enajenaciones	(104)	–	–	(60.153)	<b>(60.257)</b>
Otros	(282)	–	–	(103)	<b>(385)</b>
<b>Saldo a 31.12.2016</b>	<b>642.485</b>	<b>1.114.073</b>	<b>144.788</b>	<b>338.309</b>	<b>2.239.655</b>

#### Compromisos relativos a sociedades asociadas y negocios conjuntos

La sociedad Scottish Power Transmission, Ltd. participa junto con el operador británico National Grid en el negocio conjunto NGET/SPT Upgrades, Ltd. con el objeto de construir una interconexión submarina en el mar de Irlanda para aumentar la capacidad de transmisión de energía entre Inglaterra y Escocia. Se trata de un proyecto intensivo en capital donde el Grupo IBERDROLA tiene un compromiso de inversión de 225 millones de euros en el ejercicio 2017. El proyecto está programado para ser terminado en el cuarto trimestre de 2017.

### Análisis del deterioro de participaciones contabilizadas por el método de participación

La cotización en Bolsa de la participación del Grupo IBERDROLA en GAMESA al 31 de diciembre de 2016 asciende a 1.059.412 miles de euros, mientras que su valor en libros es de 545.851 miles de euros. En consecuencia, el GRUPO IBERDROLA no ha considerado necesaria la realización de un test de deterioro en 2016 sobre dicha participación.

### Principales operaciones realizadas

Las principales operaciones realizadas por el Grupo IBERDROLA en relación con sus participaciones contabilizadas por el método de participación se describen en los siguientes párrafos.

#### Ejercicio 2016

- El 14 de junio de 2016, el Grupo IBERDROLA ha vendido su participación en las sociedades italianas SER S.p.A. (SER) y SER 1 S.p.A. (SER 1). Tras la adquisición realizada en febrero de 2016 del 50,1% de la sociedad SER y del 2% de SER 1, el Grupo IBERDROLA era titular del 100% de SER y del 4% de SER 1, siendo el restante 96% del capital social de esta última sociedad propiedad de SER.

El importe total de la desinversión ha ascendido a 193.720 miles de euros, de los cuales 1 millón de euros han sido cobrados en el momento de la venta, 83.980 miles de euros se recibieron el 28 de noviembre de 2016 y 108.740 miles de euros se recibirán el 31 de mayo de 2017.

La transacción ha supuesto una minusvalía bruta de 8.844 miles de euros que ha sido registrada en el Estado consolidado del resultado del ejercicio 2016.

- El 17 de junio de 2016 IBERDROLA e Iberdrola Participaciones, S.A.U., como accionistas (indirecto y directo, respectivamente) de Gamesa Corporación Tecnológica, S.A. (GAMESA), por un lado, y Siemens AG (SIEMENS), por otro lado, suscribieron un contrato relativo a (i) GAMESA en el contexto de un proceso de fusión de los negocios de energía eólica de GAMESA y de SIEMENS; y (ii) a sus relaciones como futuros accionistas de GAMESA tras la fusión.

En este sentido, con fecha 27 de junio de 2016, el Consejo de Administración de GAMESA y el Administrador Único de Siemens Wind HoldCo, S.L. Sociedad Unipersonal (Siemens Wind HoldCo) aprobaron el proyecto común de la fusión en virtud de la cual el negocio de Gamesa y el negocio eólico de SIEMENS se integrarán por medio de la absorción de Siemens Wind HoldCo (como sociedad absorbida) por parte de GAMESA (como sociedad absorbente).

SIEMENS recibirá, de acuerdo con la ecuación de canje acordada, acciones de GAMESA representativas aproximadamente del 59% del capital social tras la efectividad de la fusión, mientras que los actuales accionistas de GAMESA serán titulares de aproximadamente el 41% restante. La participación de IBERDROLA tras la fusión sería del 8%, y estará representada en el Consejo de Administración.

Como parte de la fusión, además, SIEMENS realizará una aportación en efectivo para que GAMESA realice una distribución de 3,75 euros por acción a sus accionistas (distintos de SIEMENS) una vez concluida la fusión (cantidad que será reducida en la cuantía de los dividendos ordinarios que Gamesa distribuya hasta la efectividad de la fusión). Teniendo en cuenta el dividendo ya repartido por GAMESA en el ejercicio 2016 por importe de 0,1524 euros por acción y la participación del Grupo IBERDROLA en GAMESA, le corresponderían por este concepto 3,5976 euros por acción lo que equivale a 198 millones de euros.

El 25 de octubre de 2016 la Junta General Extraordinaria de Accionistas de GAMESA aprobó la operación y el 7 de diciembre de 2016 la CNMV aprobó la exención a SIEMENS de la obligación de formular la oferta pública de adquisición de acciones prevista en el artículo 8.g) del Real Decreto 1066/2007.

La efectividad de la fusión está sujeta a la autorización de las autoridades de competencia. Se prevé que la operación se culmine en el primer trimestre del ejercicio 2017.

### Ejercicio 2015

Tal como se describe en la Nota 39, Iberdrola Energía, S.A.U. transmitió a NEOENERGIA la totalidad de su participación directa en las distribuidoras Companhia de Eletricidade do Estado da bahía, S.A. (COELBA) y Companhia de Eletricidade do Rio Grande do Norte, S.A. (COSERN).

### Detalle de la información financiera resumida

La información financiera resumida a 31 de diciembre de 2016 (al 100% y antes de las eliminaciones interempresas) correspondiente a los subgrupos más significativos contabilizados por el método de participación es la siguiente:

Miles de euros	Subgrupo Neoenergia		Subgrupo Flat Rock	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Segmento	Redes - Brasil		Renovables – Estados Unidos	
Activos corrientes	1.597.685	1.608.125	2.961	4.976
Activos no corrientes	6.952.143	5.364.914	316.958	323.264
<b>Total activo</b>	<b>8.549.828</b>	<b>6.973.039</b>	<b>319.919</b>	<b>328.240</b>
Pasivos corrientes	2.410.958	1.822.602	590	1.065
Pasivos no corrientes	3.062.941	2.609.247	13.581	20.678
<b>Total pasivo</b>	<b>5.473.899</b>	<b>4.431.849</b>	<b>14.171</b>	<b>21.743</b>
Ingresos de actividades ordinarias	3.815.832	4.160.241	14.201	31.816
Depreciación y amortización	(300.786)	(303.804)	(21.048)	(19.829)
Ingresos por intereses	214.438	178.482	18	7
Gastos por intereses	(538.630)	(409.646)	(346)	(763)
(Gasto)/ingreso por el impuesto sobre las ganancias	(41.292)	(50.865)	-	-
Resultado neto del periodo de operaciones continuadas	92.057	119.666	(19.870)	5.092
Otro resultado global	(69.300)	24.915	-	-
<b>Resultado global total</b>	<b>22.757</b>	<b>144.581</b>	<b>(19.870)</b>	<b>5.092</b>
<b>Otra información</b>				
Efectivo y otros medios equivalentes	412.444	566.312	1.474	2.647
Pasivos financieros corrientes (*)	1.463.175	1.071.616	-	-
Pasivos financieros no corrientes (*)	2.698.621	2.331.281	-	-

(\*) Excluyendo acreedores comerciales y otras cuentas a pagar.



### 13.b) Cartera de valores no corrientes

Todas las inversiones financieras incluidas en este epígrafe de los Estados consolidados de situación financiera a 31 de diciembre de 2016 y 2015 han sido clasificadas como activos disponibles para la venta.

Por otra parte, el 30 de junio de 2015, el Grupo IBERDROLA enajenó su participación en Euskaltel, S.A. por importe de 24.042 miles de euros, lo que supuso una plusvalía bruta de 15.578 miles de euros registrada en el epígrafe “Ingreso financiero” del Estado consolidado del resultado del ejercicio 2015 (Nota 40).

### 13.c) Otras inversiones financieras

La composición de los epígrafes “Otras inversiones financieras no corrientes” y “Otras inversiones financieras corrientes” de los Estados consolidados de situación financiera del Grupo IBERDROLA a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015	Tipo de Interés	Vencimiento
<b>No corrientes</b>				
Derechos de cobro en Brasil (Notas 4.b y 11)	315.073	215.180	Referenciado a la inflación	A partir de 2027
Depósitos y fianzas a largo plazo	133.522	110.419	-	No establecido
Instrumentos de deuda				
Asociados a instrumentos de capital con características de pasivo financiero	-	1.316	-	-
Otros	16.461	16.324	Varios	A partir de 2018
Garantía concesional de suficiencia tarifaria en Brasil (Nota 11)	48.672	76.634	13,75%	2018
Imposiciones a largo plazo	32.375	32.455	Varios	A partir de 2018
Créditos a terceros	48.567	57.707	Referenciados al EURIBOR	A partir de 2018
Otras inversiones financieras con sociedades contabilizadas por el método de participación	5.272	84.568	Referenciados al EURIBOR	A partir de 2018
Otros	117.144	35.553		A partir de 2018
Provisión por insolvencias	(21.418)	(21.444)		A partir de 2018
<b>Total</b>	<b>695.668</b>	<b>608.712</b>		
<b>Corrientes</b>				
Imposiciones de efectivo a corto plazo	3.929	17.596	Referenciados al EONIA	Menos de un año
Instrumentos de deuda				
Asociados a instrumentos de capital con características de pasivo financiero	3.018	10.601	7,00%	Menos de un año
Otros	1.593	1.513	6,00%	Menos de un año
Garantía concesional de suficiencia tarifaria en Brasil (Nota 11)	66.524	148.292	13,75%	Menos de un año
Derecho de cobro por financiación del desajuste de ingresos ejercicio 2016 (Nota 4.w)	240.917	-	-	Menos de un año
Derecho de cobro por financiación del desajuste de ingresos ejercicio 2015 (Nota 4.w)	-	150.473	-	-
Otras inversiones financieras con sociedades contabilizadas por el método de participación	54.843	21.865	Varios	Menos de un año
Depósitos y fianzas constituidos a corto plazo	202.420	138.050	-	Menos de un año
Otros	210.679	194.795		Menos de un año
Provisión por insolvencias	(7.582)	(175)		Menos de un año
<b>Total</b>	<b>776.341</b>	<b>683.010</b>		

Derechos de cobro de Brasil

El epígrafe “Derechos de cobro en Brasil” se corresponde con la indemnización a recibir al vencimiento de los contratos de concesión por las sociedades brasileñas (Nota 4.b). La Ley N° 12.783/13 establece que dicha indemnización será determinada por el valor de reposición (*Valor Novo de Reposição, VNR*) de los activos en concesión que al final del periodo de concesión no hayan sido amortizados.

El valor razonable del activo financiero a recibir del concedente al final de la concesión se determina utilizando el valor residual de la Base Regulatoria de Activos (*Base de Remuneração Regulatória, BRR*) al final del plazo contractual de la concesión.

La metodología establecida por el regulador blindo el valor de la Base Regulatoria de Activos una vez superada cada revisión tarifaria ordinaria. Estas revisiones ordinarias se producen cada cuatro años; es decir, una vez el regulador ha realizado la revisión tarifaria el valor de la Base Regulatoria de Activos anterior a esa fecha no puede ser modificado salvo por su actualización con el Índice General de Precios de Mercado brasileño (IGPM). La siguiente revisión tarifaria determinará el valor a efectos de la base regulatoria de activos sólo por las adiciones del periodo entre dos revisiones tarifarias.

A efectos de estimar el importe del activo financiero, se utilizan valores observables, en concreto se emplea el valor neto de reposición, calculado por el regulador energético en la última revisión tarifaria, y se actualiza entre revisiones tarifarias por las adiciones del activo fijo subyacente y diferencias de conversión o, en su caso, las posibles variaciones que surgen en el método de cálculo del VNR y el IGPM.

Depósitos y fianzas a largo plazo

El epígrafe “Depósitos y fianzas a largo plazo” se corresponde, fundamentalmente, con la parte de las fianzas y los depósitos recibidos de los clientes en el momento de la contratación como garantía del suministro eléctrico (que se encuentran registrados en el epígrafe “Pasivos no corrientes – Otras cuentas a pagar no corrientes” del Estado consolidado de situación financiera – Nota 27) y que han sido depositados en las Administraciones Públicas competentes de acuerdo con la normativa vigente en España.

**14. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR NO CORRIENTES**

La composición del epígrafe “Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar no corrientes” de los Estados consolidados de situación financiera a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015	Tipo de interés	Vencimiento
Cuentas a cobrar a clientes brasileños	27.317	12.892	–	A partir de 2018
CFE (Nota 4.u)	303.877	355.461	4,75%	2018-2032
Cuenta a cobrar a Neoenergía por la venta de COELBA y COSERN (Notas 13.a y 39)	231.800	167.016	12,19%	2018
Otros	327.921	80.903		
Provisión por insolvencias	(3.832)	(1.011)		
<b>Total</b>	<b>887.083</b>	<b>615.261</b>		

Estos saldos se corresponden con cuentas a cobrar generadas por la operativa habitual del negocio del Grupo IBERDROLA, por lo que se registran a su coste amortizado, que coincide, fundamentalmente, con su valor razonable.

## 15. VALORACIÓN DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS

La comparación del valor en libros y el valor razonable de los instrumentos financieros del Grupo IBERDROLA a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

Miles de euros	31.12.2016		31.12.2015	
	Valor en libros	Valor razonable	Valor en libros	Valor razonable
<b>Activos financieros</b>				
Cartera de valores	64.073	64.073	96.202	96.202
Otras inversiones financieras	1.472.009	1.472.009	1.291.722	1.291.722
Instrumentos financieros derivados	1.603.047	1.603.047	1.560.522	1.560.522
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	6.102.793	6.102.793	5.985.117	5.985.117
<b>Pasivos financieros</b>				
Instrumentos de capital con características de pasivo financiero	137.054	144.000	216.430	247.470
Deuda financiera – préstamos y otros	31.220.682	33.442.203	29.444.475	32.177.277
Instrumentos financieros derivados	1.110.319	1.110.319	1.116.554	1.116.554
Otras cuentas a pagar no corrientes	737.269	737.269	689.694	689.694
Acreedores comerciales	5.490.634	5.490.634	5.577.148	5.577.148
Otros pasivos corrientes	1.791.776	1.791.776	1.754.306	1.754.306

El valor razonable de estos instrumentos financieros ha sido calculado de acuerdo a lo descrito en la Nota 4.I.

La sensibilidad del valor razonable de la deuda financiera del Grupo IBERDROLA, una vez consideradas las operaciones de cobertura realizadas, a la variación del tipo de cambio entre el euro y el dólar, y entre el euro y la libra es la siguiente:

Miles de euros	2016		2015	
	Depreciación 5%	Apreciación 5%	Depreciación 5%	Apreciación 5%
Variación en el tipo de cambio dólar/euro				
Variación en el valor de la deuda	(261.883)	289.449	(249.887)	276.191

Miles de euros	2016		2015	
	Depreciación 5%	Apreciación 5%	Depreciación 5%	Apreciación 5%
Variación en el tipo de cambio libra/euro				
Variación en el valor de la deuda	(145.134)	160.412	(167.330)	184.944

La estimación del valor razonable de la deuda financiera referenciada a un tipo de interés fijo considerando el efecto de las coberturas a 31 de diciembre de 2016 y 2015, calculada mediante el descuento de los flujos de caja futuros a los tipos de interés de mercado, asciende a 16.557.885 y 15.072.306 miles de euros, respectivamente. La curva de tipos de interés utilizada para dicho cálculo tiene en cuenta los riesgos asociados al sector eléctrico así como la calidad crediticia del Grupo IBERDROLA. La sensibilidad del mencionado valor razonable ante fluctuaciones del tipo de interés es la siguiente:

Miles de euros	31.12.2016		31.12.2015	
	+0,25%	+(0,25)%	+0,25%	+(0,25)%
Variación en el tipo de interés				
Variación en el valor de la deuda	(230.585)	237.119	(220.294)	226.898

El Grupo IBERDROLA contabiliza los activos disponibles para la venta y los instrumentos financieros derivados por su valor razonable siempre que pueda ser medido de manera fiable y los clasifica en tres niveles:

- Nivel 1: activos y pasivos cotizados en mercados líquidos.
- Nivel 2: activos y pasivos cuyo valor razonable se ha determinado mediante técnicas de valoración que utilizan hipótesis observables en el mercado.
- Nivel 3: activos y pasivos cuyo valor razonable se ha determinado mediante técnicas de valoración que no utilizan hipótesis observables en el mercado.

El detalle del nivel al que pertenecen los instrumentos financieros contabilizados a su valor razonable es el siguiente:

Miles de euros	Valor a 31.12.2016	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Otras inversiones financieras – derechos de cobro en Brasil (Nota 13.c)	315.073	–	315.073	–
Instrumentos financieros derivados (activos financieros) (Nota 26)	1.603.047	30.402	1.415.860	156.785
Instrumentos financieros derivados (pasivos financieros) (Nota 26)	(1.110.319)	(65.508)	(918.560)	(126.251)

Miles de euros	Valor a 31.12.2015	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Cartera de valores (Nota 13.b)	25.897	25.897	–	–
Otras inversiones financieras – derechos de cobro en Brasil (Nota 13.c)	215.180	–	215.180	–
Instrumentos financieros derivados (activos financieros) (Nota 26)	1.560.522	95.671	1.349.664	115.187
Instrumentos financieros derivados (pasivos financieros) (Nota 26)	(1.116.554)	(25.686)	(952.354)	(138.514)

A 31 de diciembre de 2016 y 2015, el importe de los instrumentos de patrimonio de sociedades no cotizadas clasificadas como activos disponibles para la venta valorados a coste de adquisición cuyo valor razonable no puede ser medido de forma fiable asciende a 64.073 y 70.305 miles de euros, respectivamente.

A continuación se detalla la conciliación entre los saldos iniciales y finales para aquellos instrumentos financieros clasificados en el Nivel 3 de la jerarquía de valor razonable:

Miles de euros	Instrumentos financieros derivados
<b>Saldo a 01.01.2015</b>	<b>37.266</b>
Ingresos y gastos reconocidos en el Estado consolidado del resultado	21.821
Ingresos y gastos reconocidos en patrimonio	(532)
Compras	(4.557)
Ventas y liquidaciones	(7.409)
Diferencias de conversión	3.336
Transferencia fuera del Nivel 3	(12.426)
Modificación del perímetro de consolidación (Nota 42)	(60.826)
<b>Saldo a 31.12.2015</b>	<b>(23.327)</b>
Ingresos y gastos reconocidos en el Estado consolidado del resultado	60.183
Ingresos y gastos reconocidos en Patrimonio	(725)
Compras	2.198
Ventas y liquidaciones	(6.271)
Diferencias de conversión	1.751
Transferencia fuera del Nivel 3	(3.275)
<b>Saldo a 31.12.2016</b>	<b>30.534</b>

El valor razonable de los instrumentos financieros derivados clasificados en el Nivel 3 ha sido determinado mediante el método de flujos de efectivo descontados. Las proyecciones de estos flujos de efectivo consideran hipótesis no observables en el mercado, las cuales corresponden principalmente a las estimaciones de precios de compra y venta que el Grupo utiliza habitualmente, construidas en base a su experiencia en los mercados en los que opera.

Ninguno de los posibles escenarios previsible de las hipótesis indicadas daría como resultado un cambio significativo en el valor razonable de los instrumentos financieros clasificados en este nivel.

Adicionalmente, el Grupo IBERDROLA compensa los activos y pasivos financieros, presentando su importe neto, siempre que en el momento actual se tenga el derecho ejecutable incondicional de compensar los importes reconocidos y se tenga la intención de liquidar por el importe neto o simultáneamente. El desglose de los activos y pasivos financieros compensados a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

31.12.2016						
Miles de euros	Importe bruto	Importe compensado	Importe neto	Importes bajo acuerdos de compensación no compensados		Importe neto
				Instrumento financiero	Garantías financieras	
<b>DERIVADOS ACTIVOS:</b>						
<b>Corrientes</b>						
- Materias primas	1.052.447	(790.604)	261.843	(125.678)	(21.509)	114.656
- Otros	51.185	(10.974)	40.211	-	-	40.211
<b>No-corrientes</b>						
- Materias primas	166.693	(21.809)	144.884	(7.872)	(44.528)	92.484
- Otros	69.267	(277)	68.990	-	(59.029)	9.961
<b>Total</b>	<b>1.339.592</b>	<b>(823.664)</b>	<b>515.928</b>	<b>(133.550)</b>	<b>(125.066)</b>	<b>257.312</b>
<b>OTROS ACTIVOS FINANCIEROS:</b>						
Deudores	569.327	(461.166)	108.161	(38.033)	(17.543)	52.585
<b>DERIVADOS PASIVOS:</b>						
<b>Corrientes</b>						
- Materias primas	1.059.667	(790.604)	269.063	(125.678)	(47.213)	96.172
- Otros	17.634	(10.974)	6.660	-	(235)	6.425
<b>No-corrientes</b>						
- Materias primas	56.759	(21.809)	34.950	(7.872)	(2.983)	24.095
- Otros	589	(277)	312	-	-	312
<b>Total</b>	<b>1.134.649</b>	<b>(823.664)</b>	<b>310.985</b>	<b>(133.550)</b>	<b>(50.431)</b>	<b>127.004</b>
<b>OTROS PASIVOS FINANCIEROS</b>						
Acreedores	740.552	(461.166)	279.386	(38.033)	(11.810)	229.543

31.12.2015						
Miles de euros	Importe bruto	Importe compensado	Importe neto	Importes bajo acuerdos de compensación no compensados		Importe neto
				Instrumento financiero	Garantías financieras	
<b>DERIVADOS ACTIVOS:</b>						
<b>Corrientes</b>						
- Materias primas	623.770	(342.414)	281.356	(72.011)	(28.870)	180.475
- Otros	40.644	(23.179)	17.465	-	-	17.465
<b>No-corrientes</b>						
- Materias primas	133.673	(36.955)	96.718	(6.099)	(33.146)	57.473
- Otros	47.555	(826)	46.729	-	(39.484)	7.245
<b>Total</b>	<b>845.642</b>	<b>(403.374)</b>	<b>442.268</b>	<b>(78.110)</b>	<b>(101.500)</b>	<b>262.658</b>
<b>OTROS ACTIVOS FINANCIEROS:</b>						
Deudores	287.533	(217.881)	69.652	(15.491)	-	54.161
Colaterales	33.639	(33.639)	-	-	-	-
<b>DERIVADOS PASIVOS:</b>						
<b>Corrientes</b>						
- Materias primas	573.409	(376.161)	197.248	(71.802)	(3.935)	121.511
- Otros	26.780	(23.178)	3.602	-	-	3.602
<b>No-corrientes</b>						
- Materias primas	74.341	(36.848)	37.493	(6.308)	(117)	31.068
- Otros	1.377	(826)	551	-	-	551
<b>Total</b>	<b>675.907</b>	<b>(437.013)</b>	<b>238.894</b>	<b>(78.110)</b>	<b>(4.052)</b>	<b>156.732</b>
<b>OTROS PASIVOS FINANCIEROS:</b>						
Acreedores	358.042	(217.881)	140.161	(15.491)	-	124.670

## 16. COMBUSTIBLE NUCLEAR

El movimiento producido durante los ejercicios 2016 y 2015 en el epígrafe "Combustible nuclear" del Estado consolidado de situación financiera, así como el detalle del mismo a 31 de diciembre de 2016 y 2015, es como sigue:

Miles de euros	Combustible introducido en el núcleo	Combustible en curso de fabricación	Total
<b>Saldo a 01.01.2015</b>	<b>220.539</b>	<b>99.433</b>	<b>319.972</b>
Adquisiciones	-	155.737	155.737
Gastos financieros activados (Notas 4.g y 40)	-	4.204	4.204
Trasposos	181.011	(181.011)	-
Consumos (Nota 4.g)	(130.031)	-	(130.031)
<b>Saldo a 31.12.2015</b>	<b>271.519</b>	<b>78.363</b>	<b>349.882</b>
Adquisiciones	-	104.214	104.214
Gastos financieros activados (Notas 4.g y 40)	-	2.465	2.465
Trasposos	112.860	(112.860)	-
Consumos (Nota 4.g)	(133.931)	-	(133.931)
<b>Saldo a 31.12.2016</b>	<b>250.448</b>	<b>72.182</b>	<b>322.630</b>

Los compromisos de adquisición de combustible nuclear a 31 de diciembre de 2016 y 2015 del Grupo IBERDROLA ascienden a 628.794 y 609.225 miles de euros, respectivamente.

## 17. EXISTENCIAS

El detalle a 31 de diciembre de 2016 y 2015 del epígrafe “Existencias” (Nota 4.h) de los Estados consolidados de situación financiera a dicha fecha es el siguiente:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015
Materias energéticas	344.213	505.380
Derechos de emisión	61.977	128.750
Promociones inmobiliarias	1.278.139	1.271.722
Otras existencias	74.378	13.174
Provisión por deterioro	(125.205)	(121.827)
<b>Total</b>	<b>1.633.502</b>	<b>1.797.199</b>

El movimiento de la provisión por deterioro durante los ejercicios 2016 y 2015 ha sido el siguiente:

Miles de euros	2016	2015
<b>Saldo inicial</b>	<b>121.827</b>	<b>101.507</b>
Dotaciones	21.703	9.256
Reversiones	(12.120)	(5.078)
Traspasos	–	19.834
Diferencias de conversión	(868)	372
Aplicaciones y otros	(5.337)	(4.064)
<b>Saldo final</b>	<b>125.205</b>	<b>121.827</b>

A 31 de diciembre de 2016, el Grupo IBERDROLA tiene suscritos contratos con cláusula *take or pay* con diversos proveedores de gas natural y gas natural licuado para el aprovisionamiento de 31 bcm de gas durante el periodo comprendido entre 2017 y 2039 destinados a la comercialización y al consumo en sus instalaciones de producción de energía eléctrica. El precio de estos contratos se determina en función de fórmulas comúnmente utilizadas en el mercado que indexan el precio del gas al comportamiento de otras variables energéticas. Adicionalmente, el Grupo IBERDROLA tiene compromisos de compra de 9 bcm de gas natural en el *National Balancing Point* (NBP).

## 18. OTROS DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR CORRIENTES

La composición de este epígrafe de los Estados consolidados de situación financiera a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015
Clientes	4.793.479	4.976.654
Deudores (1)	814.044	703.800
Sociedades contabilizadas por el método de participación	21.140	80.384
Provisión por insolvencias	(412.953)	(390.982)
<b>Total</b>	<b>5.215.710</b>	<b>5.369.856</b>

- (1) El epígrafe “Deudores varios” incluye la mejor estimación del importe que IBERDROLA espera cobrar por las sentencias favorables emitidas por el Tribunal Supremo por la no inclusión del suplemento territorial, tras la modificación introducida en el Real Decreto-ley 20/2012 en las órdenes de peajes (Orden IET/221/2013 y la Orden IET/1491/2013) para el ejercicio 2013. El importe, que asciende a 131,1 millones de euros, ha sido registrado con abono al epígrafe “Otros gastos de explotación-Tributos” e “Ingresos financieros” del Estado consolidado del resultado del ejercicio 2016 por importe de 119,5 y 11,6 millones de euros, respectivamente.

Con carácter general, los importes recogidos en este epígrafe del Estado consolidado de situación financiera no devengan tipo de interés.

El movimiento de la provisión por insolvencias durante los ejercicios 2016 y 2015 ha sido el siguiente:

Miles de euros	2016	2015
<b>Saldo inicial</b>	<b>390.982</b>	<b>374.858</b>
Dotaciones	190.157	189.515
Aplicaciones	(139.666)	(177.955)
Diferencias de conversión	(9.689)	7.870
Trasposos a largo plazo	(10.656)	-
Excesos	(8.175)	(3.306)
<b>Saldo final</b>	<b>412.953</b>	<b>390.982</b>

La práctica totalidad de esta provisión corresponde a consumidores de energía eléctrica y gas.

El detalle de las cuentas de deudores comerciales y otras cuentas a cobrar corrientes y no corrientes en cuanto a su estado según el riesgo de crédito es el siguiente:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015
Deudores y otras cuentas a cobrar no corrientes provisionadas	3.832	1.011
Deudores y otras cuentas a cobrar corrientes provisionadas	412.953	390.982
Activos financieros en mora no provisionados	804.566	740.307
Activos financieros que no se encuentran ni en mora ni provisionados	5.298.227	5.244.810
Provisiones	(416.785)	(391.993)
<b>Total</b>	<b>6.102.793</b>	<b>5.985.117</b>

El análisis de la antigüedad de los activos financieros en mora sobre los que no se ha considerado necesario realizar provisión alguna a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015
Menos de 90 días	421.462	421.561
Entre 90 y 180 días	201.800	224.692
Más de 180 días	181.304	94.054
<b>Total</b>	<b>804.566</b>	<b>740.307</b>

## 19. EFECTIVO Y OTROS MEDIOS EQUIVALENTES

La composición de este epígrafe de los Estados consolidados de situación financiera a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015
Efectivo	181.692	248.848
Depósitos a corto plazo	1.250.994	904.425
<b>Total</b>	<b>1.432.686</b>	<b>1.153.273</b>

Los depósitos a corto plazo se contratan para un plazo inferior a tres meses y devengan tipos de interés de mercado para este tipo de imposiciones. No existen restricciones por importes significativos a la disposición de efectivo.



## 20. PATRIMONIO NETO

## Capital suscrito

Los movimientos habidos durante los ejercicios 2016 y 2015 en el capital social de IBERDROLA han sido los siguientes:

	Fecha	% Capital	Número de acciones	Nominal	Euros
<b>Saldo a 01.01.2015</b>		–	<b>6.388.483.000</b>	<b>0,75</b>	<b>4.791.362.250</b>
Reducción de capital	28 de abril de 2015	2,324	(148.483.000)	0,75	(111.362.250)
Aumento de capital liberado	20 de julio de 2015	1,552	96.870.000	0,75	72.652.500
<b>Saldo a 31.12.2015</b>		–	<b>6.336.870.000</b>	<b>0,75</b>	<b>4.752.652.500</b>
Aumento de capital liberado	26 de enero de 2016	0,952	60.327.000	0,75	45.245.250
Reducción de capital	26 de abril de 2016	2,457	(157.197.000)	0,75	(117.897.750)
Aumento de capital liberado	22 de julio de 2016	1,956	122.079.000	0,75	91.559.250
<b>Saldo a 31.12.2016</b>			<b>6.362.079.000</b>	<b>0,75</b>	<b>4.771.559.250</b>

Las ampliaciones de capital liberado realizadas en los ejercicios 2016 y 2015 se corresponden con las distintas ejecuciones aprobadas por la Junta General de Accionistas a través de las cuales se instrumenta el sistema *Iberdrola dividendo flexible*.

La información relativa a los titulares de derechos de asignación gratuita que han aceptado el compromiso irrevocable de compra de derechos asumido por IBERDROLA es la siguiente:

	Derechos de asignación gratuita adquiridos	Derechos renunciados	
	Número	Miles de euros	Número
<b>Aumento de capital liberado</b>			
20 de julio de 2015	1.009.019.969	115.028	1
26 de enero de 2016	3.320.519.969	421.706	31
22 de julio de 2016	746.444.927	92.559	43

Adicionalmente, el 28 de abril de 2015 y el 26 de abril de 2016 se acordó llevar a cabo sendas reducciones de capital, aprobadas por la Junta General de Accionistas de 27 de marzo de 2015 y 8 de abril de 2016, respectivamente, mediante la amortización de acciones propias en cartera.

El capital social de IBERDROLA no ha experimentado ningún movimiento distinto a los descritos anteriormente ni existe ninguna obligación al respecto de su capital social que IBERDROLA deba cumplir adicionalmente a las establecidas por la Ley de Sociedades de Capital.

Las acciones de IBERDROLA se encuentran admitidas a cotización en el Mercado Continuo Español, formando parte del IBEX-35 y del Eurostoxx-50.

Accionistas significativos

Al estar representadas las acciones de IBERDROLA por anotaciones en cuenta, no se conoce con exactitud la participación de los accionistas en el capital social. El cuadro que figura a continuación recoge las participaciones significativas, directas e indirectas, en el capital social de IBERDROLA a 31 de diciembre de 2016 y 2015, así como, en su caso, los instrumentos financieros comunicados por los titulares de dichas participaciones de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1362/2007 de 19 de octubre. La presente información tiene como fuentes las comunicaciones realizadas por los titulares de dichas participaciones a los registros oficiales de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (en adelante, CNMV) o a la propia sociedad y sus respectivos informes anuales y notas de prensa y se presenta detallada en el Informe de Gobierno Corporativo del Grupo IBERDROLA correspondiente al ejercicio 2016.

IBERDROLA considera que de los titulares directos o indirectos de participaciones significativas son accionistas significativos aquellos que ejercen una influencia significativa cuando (i) están presentes en el Consejo de Administración u órgano equivalente de la entidad o (ii) tienen la posibilidad de ejercer el sistema de representación proporcional. En consecuencia, considera accionistas significativos a Qatar Investment Authority, único accionista que a la fecha de emisión de estos Estados financieros consolidados cumplía dicha condición.

Titular	% Derechos de voto 2016			% Total 2015	Instrumentos financieros 2016	Consejeros en IBERDROLA 2016
	Directo	Indirecto	Total			
Qatar Investment Authority <sup>(1)</sup>	–	8,509	8,509	9,726	–	–

(1) Sociedad cabecera de Qatar Holding Luxembourg II, S.A.R.L. y DGIC Luxembourg, S.A.R.L. tenedoras directas de la participación.

Adicionalmente, otras sociedades tienen derechos de voto directos e indirectos superiores al 3% del capital social.

Titular	% Derechos de voto 2016		
	Directo	Indirecto	Total
Norges Bank	3,196	–	3,196
Blackrock, Inc	–	3,011	3,011
Kutxabank, S.A.	–	3,003	3,003

Gestión financiera

Los principales objetivos de la gestión financiera del Grupo IBERDROLA son asegurar el mantenimiento de un sólido perfil financiero, el fortalecimiento de los ratios de solvencia, la optimización de la posición de liquidez y la gestión de los riesgos financieros, compatibilizándolo con una política de remuneración al accionista sostenible.

En estos momentos, las calificaciones crediticias otorgadas por Moody's, Standard & Poor's y Fitch son Baa1, BBB+ y BBB+, respectivamente.

Los ratios de apalancamiento a 31 de diciembre de 2016 y 2015 son los siguientes:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015
Deuda financiera – préstamos y otros (Nota 25)	31.220.682	29.444.475
Instrumentos de capital con características de pasivo financiero (Nota 21)	137.054	216.430
Instrumentos derivados pasivos	668.010	679.133
<b>Deuda bruta</b>	<b>32.025.746</b>	<b>30.340.038</b>
Instrumentos derivados activos	1.119.077	1.107.716
Otros créditos a corto plazo	59.933	11.917
Efectivo y equivalentes (Nota 19)	1.432.686	1.153.273
Activos tesoreros	2.611.696	2.272.906
<b>Deuda neta</b>	<b>29.414.050</b>	<b>28.067.132</b>
<b>Patrimonio</b>		
De la sociedad dominante	36.690.965	37.158.658
De accionistas minoritarios	3.445.898	3.246.287
De obligaciones perpetuas subordinadas	550.526	551.108
	<b>40.687.389</b>	<b>40.956.053</b>
<b>Apalancamiento</b>	<b>41,96%</b>	<b>40,66%</b>

Los instrumentos financieros derivados de la tabla anterior sólo incluyen aquellos relacionados con operaciones de financiación, cuyo detalle es el siguiente (Nota 26):

2016						
Miles de euros	Derivado de activo			Derivado de pasivo		
	Corto plazo	Largo plazo	Total	Corto plazo	Largo plazo	Total
Coberturas de tipo de interés	31.449	181.928	213.377	40.545	(125.931)	(85.386)
Coberturas de tipo de cambio	318.110	554.748	872.858	(383.536)	(174.555)	(558.091)
<b>Total derivados de cobertura</b>	<b>349.559</b>	<b>736.676</b>	<b>1.086.235</b>	<b>(342.991)</b>	<b>(300.486)</b>	<b>(643.477)</b>
Derivados sobre tipos de cambio	22.429	188	22.617	(7.893)	(183)	(8.076)
Derivados sobre tipos de interés	–	3.112	3.112	(2.253)	(7.091)	(9.344)
Derivados sobre acciones propias	–	7.113	7.113	–	(7.113)	(7.113)
<b>Total derivados no de cobertura</b>	<b>22.429</b>	<b>10.413</b>	<b>32.842</b>	<b>(10.146)</b>	<b>(14.387)</b>	<b>(24.533)</b>
<b>Total</b>	<b>371.988</b>	<b>747.089</b>	<b>1.119.077</b>	<b>(353.137)</b>	<b>(314.873)</b>	<b>(668.010)</b>

2015						
Miles de euros	Derivado de activo			Derivado de pasivo		
	Corto plazo	Largo plazo	Total	Corto plazo	Largo plazo	Total
Coberturas de tipo de interés	26.966	202.063	229.029	21.998	(91.683)	(69.685)
Coberturas de tipo de cambio	212.670	624.814	837.484	(469.075)	(101.266)	(570.341)
<b>Total derivados de cobertura</b>	<b>239.636</b>	<b>826.877</b>	<b>1.066.513</b>	<b>(447.077)</b>	<b>(192.949)</b>	<b>(640.026)</b>
Derivados sobre tipos de cambio	21.700	1.391	23.091	(10.422)	(394)	(10.816)
Derivados sobre tipos de interés	–	3.258	3.258	(3.741)	(9.696)	(13.437)
Derivados sobre acciones propias	–	14.854	14.854	–	(14.854)	(14.854)
<b>Total derivados no de cobertura</b>	<b>21.700</b>	<b>19.503</b>	<b>41.203</b>	<b>(14.163)</b>	<b>(24.944)</b>	<b>(39.107)</b>
<b>Total</b>	<b>261.336</b>	<b>846.380</b>	<b>1.107.716</b>	<b>(461.240)</b>	<b>(217.893)</b>	<b>(679.133)</b>

### Facultades delegadas por la Junta General de Accionistas

La Junta General de Accionistas celebrada el 8 de abril de 2016 acordó, dentro de los puntos séptimo y octavo del orden del día, delegar a favor del Consejo de Administración, con expresa facultad de sustitución, por el plazo de cinco años la facultad para:

- aumentar el capital social en los términos y con los límites recogidos en el artículo 297.1.b) de la Ley de Sociedades de Capital, con facultad de excluir el derecho de suscripción preferente, y
- emitir obligaciones o bonos canjeables y/o convertibles en acciones de la Sociedad o de otras sociedades y *warrants* sobre acciones de nueva emisión o en circulación de la Sociedad o de otras sociedades, con el límite máximo de 5.000 millones de euros. La autorización comprende la delegación de facultades para, en su caso: (i) determinar las bases y modalidades de la conversión, canje o ejercicio; (ii) aumentar capital en la cuantía necesaria para atender las solicitudes de conversión; y (iii) excluir el derecho de suscripción preferente de los accionistas en las emisiones.

Ambas facultades quedan limitadas, en conjunto, a un importe nominal máximo del 20 % del capital social.

### **Reserva legal**

De acuerdo con el Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital, debe destinarse una cifra igual al 10% del beneficio del ejercicio a 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 exceda 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.

### **Reservas de revalorización**

El saldo de la cuenta "Reservas de revalorización" fue originado por la revalorización de activos de propiedad, planta y equipo practicada por IBERDROLA al amparo del Real Decreto-ley 7/1996. Dicho saldo podrá destinarse, sin devengo de impuestos, a eliminar los resultados contables negativos, tanto los acumulados de ejercicios anteriores como los del propio ejercicio o los que puedan producirse en el futuro, y a la ampliación de capital social. Desde el 1 de enero del año 2007 puede destinarse a reservas de libre disposición siempre que 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, dicho saldo pasaría a estar sujeto a tributación.

### **Prima de emisión de acciones**

El Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital permite expresamente la utilización de la prima de emisión para la ampliación de capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

### Otras reservas indisponibles

El epígrafe “Patrimonio neto” del Estado consolidado de situación financiera incluye otras reservas indisponibles, constituidas fundamentalmente por IBERDROLA de acuerdo con lo establecido en el artículo 335.c) del Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital, originadas por las reducciones de capital llevadas a cabo en ejercicios anteriores mediante la amortización de acciones propias. Las reservas indisponibles correspondientes a las sociedades del Grupo distintas de la matriz, IBERDROLA, se encuentran registradas en el apartado “Resultados acumulados y remanente” de dicho epígrafe.

### Accionistas minoritarios

El epígrafe “Patrimonio neto - De accionistas minoritarios” del Estado consolidado de situación financiera por importe de 3.445.898 miles de euros recoge, principalmente, el 18,5% de minoritarios del Grupo AVANGRID que suponen 3.227.110 miles de euros.

### Obligaciones perpetuas subordinadas

El 27 de febrero de 2013 el Grupo IBERDROLA cerró una emisión de obligaciones perpetuas subordinadas por un importe de 525 millones de euros. El precio de la emisión se fijó en el 99,472% de su valor nominal y las obligaciones devengarán un interés fijo del 5,75% anual desde la fecha de emisión hasta el 27 de febrero de 2018. A partir de la primera fecha de revisión devengarán un interés igual al tipo *swap* a 5 años aplicable, más un margen del 4,81% anual durante los cinco años siguientes a la primera fecha de revisión, 5,06% anual durante cada uno de los periodos de revisión de cinco años que comienzan el 27 de febrero de 2023, 2028 y 2033 y 5,81% anual durante los periodos de revisión de cinco años subsiguientes.

Los intereses devengados por estas obligaciones no serán exigibles, sino que serán acumulativos, si bien el Grupo IBERDROLA deberá hacer frente a su pago en caso de que reparta dividendos. Aunque estas obligaciones no tienen establecido vencimiento contractual alguno, el Grupo IBERDROLA tiene la opción de amortizarlas anticipadamente el 27 de febrero de 2018 y a partir de esa fecha cada 5 años.

El Grupo IBERDROLA, tras analizar las condiciones de esta emisión, procedió a contabilizar el efectivo recibido con abono al epígrafe “Obligaciones perpetuas subordinadas” incluido dentro del patrimonio neto del Estado consolidado de situación financiera, por considerar que no cumple las condiciones para su consideración como pasivo financiero, dado que el Grupo IBERDROLA no mantiene el compromiso contractual de entregar efectivo, estando las circunstancias que le obligan a ello - entrega de dividendos y ejercicio de su opción de amortización anticipada - enteramente bajo su control. En consecuencia, se procede a registrar los intereses devengados, netos del efecto fiscal, por importe de 22.948 y 21.455 miles de euros, en el epígrafe “Tenedores de obligaciones perpetuas subordinadas” del Estado consolidado del resultado correspondiente a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente.

**Reserva por revaluación de activos y pasivos no realizados**

El movimiento producido en esta reserva con motivo de las correcciones valorativas de los activos disponibles para la venta y de los derivados designados como cobertura de flujos de caja durante los ejercicios 2016 y 2015 es el siguiente:

Miles de euros	01.01.2015	Variación en el valor razonable y otros	Imputación al valor de los activos cubiertos	Imputación a resultados	31.12.2015	Variación en el valor razonable y otros	Imputación al valor de los activos cubiertos	Imputación a resultados	31.12.2016
<b>Reserva de revaluación de activos y pasivos no realizados de sociedades contabilizadas por el método de participación (neto de impuestos):</b>	<b>2.758</b>	<b>16.596</b>	<b>-</b>	<b>150</b>	<b>19.504</b>	<b>(16.559)</b>	<b>-</b>	<b>14</b>	<b>2.959</b>
<b>Activos disponibles para la venta:</b>									
Otros	22	(11)	-	40	51	(13)	-	-	38
	<b>22</b>	<b>(11)</b>	<b>-</b>	<b>40</b>	<b>51</b>	<b>(13)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>38</b>
<b>Cobertura de flujos de caja:</b>									
Permutas de tipo de interés	(455.005)	39.035	-	37.925	(378.045)	(225.436)	-	141.870	(461.611)
Túneles	(4.448)	(147)	-	468	(4.127)	(716)	-	593	(4.250)
Derivados sobre materias primas	32.833	(86.011)	-	86.716	33.538	12.221	-	71.847	117.606
Seguros de cambio	(19.905)	28.280	6.717	7.527	22.619	123.824	(7.884)	(5.009)	133.550
	<b>(446.525)</b>	<b>(18.843)</b>	<b>6.717</b>	<b>132.636</b>	<b>(326.015)</b>	<b>(90.107)</b>	<b>(7.884)</b>	<b>209.301</b>	<b>(214.705)</b>
<b>Efecto fiscal de activos disponibles para la venta y cobertura de flujos de caja:</b>	<b>116.742</b>	<b>11.260</b>	<b>(1.352)</b>	<b>(42.241)</b>	<b>84.409</b>	<b>23.983</b>	<b>1.512</b>	<b>(47.590)</b>	<b>62.314</b>
<b>Total</b>	<b>(327.003)</b>	<b>9.002</b>	<b>5.365</b>	<b>90.585</b>	<b>(222.051)</b>	<b>(82.696)</b>	<b>(6.372)</b>	<b>161.725</b>	<b>(149.394)</b>

**Acciones propias en cartera**

El Grupo IBERDROLA realiza operaciones de compra y venta de acciones propias de acuerdo con lo previsto en la normativa vigente y en los acuerdos adoptados por la Junta General de Accionistas. Las operaciones incluyen tanto la compra-venta de acciones de la Sociedad como la contratación de derivados sobre las mismas.

Los saldos de los diferentes instrumentos a 31 de diciembre de 2016 y 2015 son los siguientes:

	31.12.2016		31.12.2015	
	Nº de acciones	Miles de euros	Nº de acciones	Miles de euros
Acciones propias en cartera de IBERDROLA	151.224.777	868.936	67.636.166	405.458
Acciones propias en cartera de SCOTTISH POWER	1.374.405	9.580	1.638.563	10.163
Permutas sobre acciones propias	1.867.929	11.899	7.800.721	48.979
Futuros sobre acciones propias <sup>(1)</sup>	–	–	14.000.000	83.962
Acumuladores (acciones realizadas)	1.624.221	9.283	3.027.195	17.799
Acumuladores (acciones potenciales)	31.870.828	183.669	12.111.494	72.878
<b>Total</b>	<b>187.962.160</b>	<b>1.083.367</b>	<b>106.214.139</b>	<b>639.239</b>

(1) Futuros Over the Counter (OTC) o de mercados no organizados.

**(a) Acciones propias**

A 31 de diciembre de 2016 y 2015, 151.224.777 y 67.636.166 acciones pertenecían a IBERDROLA y 1.374.405 y 1.638.563 acciones pertenecían a SCOTTISH POWER, respectivamente.

Los movimientos habidos durante los ejercicios 2016 y 2015 en las acciones propias en cartera de IBERDROLA (Nota 4.m) han sido los siguientes:

	Nº de acciones	Miles de euros
<b>Saldo a 01.01.2015</b>	<b>60.985.277</b>	<b>334.014</b>
Adquisiciones	162.118.086	938.283
Reducción de capital	(148.483.000)	(827.884)
Enajenaciones	(6.984.197)	(38.956)
<b>Saldo a 31.12.2015</b>	<b>67.636.166</b>	<b>405.457</b>
Adquisiciones	247.226.143	1.450.724
Reducción de capital	(157.197.000)	(946.566)
Enajenaciones	(6.440.532)	(40.679)
<b>Saldo a 31.12.2016</b>	<b>151.224.777</b>	<b>868.936</b>

Los movimientos habidos durante los ejercicios 2016 y 2015 en las acciones propias en cartera de SCOTTISH POWER (Nota 4.m) han sido los siguientes:

	Nº de acciones	Miles de euros
<b>Saldo a 01.01.2015</b>	<b>1.996.422</b>	<b>11.705</b>
Adquisiciones	438.580	2.759
Iberdrola dividendo flexible	66.375	-
Enajenaciones (entregas a empleados)	(862.814)	(4.301)
<b>Saldo a 31.12.2015</b>	<b>1.638.563</b>	<b>10.163</b>
Adquisiciones	404.154	2.464
Iberdrola dividendo flexible	56.040	-
Enajenaciones (entregas a empleados)	(724.352)	(3.047)
<b>Saldo a 31.12.2016</b>	<b>1.374.405</b>	<b>9.580</b>

Estas acciones se corresponden con las matching shares en poder del fideicomiso (*trust*) por el plan de acciones denominado *Share Incentive Plan*.

Durante los ejercicios 2016 y 2015 las acciones propias en cartera propiedad del Grupo IBERDROLA han sido siempre inferiores a los límites legales establecidos al respecto.

(b) Derivados con liquidación física

El Grupo IBERDROLA registra estas operaciones con cargo a patrimonio en el epígrafe “Acciones propias en cartera” y un pasivo por la obligación de compra de dichas acciones que figura registrado en el epígrafe “Deuda financiera – préstamos y otros” del pasivo corriente y no corriente del Estado consolidado de situación financiera.

- Permutas sobre acciones propias (*total return swaps*)

El Grupo IBERDROLA posee cuatro *swaps* (permutas) sobre acciones propias con las siguientes características: durante la vida del contrato pagará a la entidad financiera Euribor a tres meses más un diferencial (*spread*) sobre el notional y recibirá los dividendos correspondientes a las acciones que cobre la entidad financiera. En la fecha de vencimiento comprará las acciones al precio de ejercicio fijado en el contrato.

Las características de estos contratos a 31 de diciembre de 2016 y 2015 se describen en los siguientes cuadros:

	Nº Acciones a 31.12.2016	Precio ejercicio	Fecha de vencimiento	Tipo de interés	2016 Miles de euros
<i>Total Return Swap</i>	1.867.929	6,370	18/04/2017	Euribor 3 meses + 0,55%	11.899
<b>Total</b>	<b>1.867.929</b>				<b>11.899</b>

	Nº Acciones a 31.12.2015	Precio de ejercicio	Fecha de vencimiento	Tipo de interés	2015 Miles de euros
<i>Total return swap</i>	2.202.792	6,047	18/01/2016	Euribor 3 meses + 0,55%	13.320
<i>Total return swap</i>	1.867.929	6,370	18/04/2016	Euribor 3 meses + 0,50%	11.899
<i>Total return swap</i>	1.865.000	6,370	18/04/2016	Euribor 3 meses + 0,50%	11.880
<i>Total return swap</i>	1.865.000	6,370	18/04/2016	Euribor 3 meses + 0,50%	11.880
<b>Total</b>	<b>7.800.721</b>				<b>48.979</b>



- Futuros (OTC o de mercados no organizados)

Son contratos por los que se acuerda la compraventa de una cantidad concreta de acciones en una fecha futura predeterminada y a un precio convenido de antemano.

A 31 de diciembre de 2016 no existen contratos de futuros. Las características de estos contratos a 31 de diciembre de 2015 se recogen en el siguiente cuadro:

2015	Nº de acciones	Precio medio de ejercicio	Fecha de vencimiento	Miles de euros
Futuros	14.000.000	5,9973	13/01/2016 – 03/02/2016	83.962

- Acumuladores sobre acciones propias

El Grupo IBERDROLA mantiene varios acumuladores de compra sobre acciones propias.

Estos acumuladores son obligaciones de compra a futuro con nomenclatura cero en la fecha de inicio en los que el número de acciones a acumular depende de la cotización en una serie de fechas de observación durante la vida de las opciones, diarias en este caso. Se fija un precio de ejercicio y un nivel o barrera a partir de la cual la estructura se desactiva dejando de acumular acciones.

El mecanismo de acumulación es el siguiente:

- cuando la cotización está por debajo del precio de ejercicio de la estructura se acumulan dos unidades del subyacente;
- cuando la cotización está entre el precio de ejercicio y la barrera sólo se acumula una unidad del activo subyacente; y
- cuando la cotización está por encima la barrera no se acumula.

Las características de estos contratos a 31 de diciembre de 2016 y 2015 se describen a continuación:

2016	Nº de acciones	Precio medio de ejercicio	Fecha de vencimiento	Miles de euros
Realizadas	1.624.221	5,7154	26/01/17 - 10/02/2017	9.283
Máximo potenciales <sup>(1)</sup>	31.870.828	5,7629	26/01/17 - 10/02/2017	183.669

2015	Nº de acciones	Precio medio de ejercicio	Fecha de vencimiento	Miles de euros
Realizadas	3.027.195	5,8796	15/01/2016 – 19/02/2016	17.799
Máximo potenciales <sup>(1)</sup>	12.111.494	6,0173	15/01/2016 – 19/02/2016	72.878

(1) Número máximo de acciones adicionales que se podrían acumular según el mecanismo descrito hasta el vencimiento de las estructuras (asumiendo que el precio de contado durante la vida remanente de la estructura está siempre por debajo del precio de ejercicio).

## Distribución con cargo a los resultados del ejercicio 2016

El Consejo de Administración de IBERDROLA ha acordado que propondrá a la Junta General Ordinaria de Accionistas la distribución, con cargo a los resultados del ejercicio 2016 y del remanente de ejercicios anteriores, de un dividendo de 0,03 euros brutos por cada acción de IBERDROLA con derecho a percibirlo y que se encuentre en circulación en la fecha en que se efectúe el correspondiente pago.

En el supuesto de que el número de acciones de IBERDROLA en circulación en la fecha en que se efectúe el pago del dividendo objeto de esta propuesta fuera igual al número de acciones en circulación a la fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas, esto es, 6.549.990.000 acciones ordinarias, el dividendo ascendería a 193.800 miles de euros.

Adicionalmente, a la fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas, el Consejo de Administración de IBERDROLA ha acordado proponer a la Junta General de Accionistas mantener el sistema de retribución para los accionistas puesto en marcha en el ejercicio 2010 denominado *Iberdrola dividendo flexible*.

Con este sistema, IBERDROLA ofrecería a sus accionistas una alternativa que les permitiría recibir acciones liberadas de IBERDROLA sin limitar su posibilidad de percibir en efectivo al menos un importe equivalente al que hubiera sido el pago complementario del dividendo del ejercicio 2016.

Esta opción se instrumentaría a través de un aumento de capital liberado, que deberá ser objeto de aprobación por la Junta General de Accionistas de IBERDROLA. En caso de ser aprobado, el aumento de capital liberado podrá ser ejecutado por el Consejo de Administración o, por delegación, por la Comisión Ejecutiva Delegada. La ejecución coincidiría con la fecha en la que tradicionalmente se hubiera abonado a los accionistas el pago complementario del dividendo correspondiente al ejercicio 2016.

Con ocasión de la ejecución del aumento de capital, cada accionista de IBERDROLA recibiría un derecho de asignación gratuita por cada acción de IBERDROLA. Los referidos derechos de asignación gratuita serían objeto de negociación en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia.

En función de la alternativa escogida, en la ejecución del aumento de capital cada uno de los accionistas de IBERDROLA podría recibir bien nuevas acciones de IBERDROLA liberadas, o bien un importe en efectivo como consecuencia de la venta de los derechos de asignación gratuita a IBERDROLA (en virtud del compromiso que asumiría IBERDROLA, a un precio fijo garantizado) o en el mercado (en cuyo caso la contraprestación variaría en función de la cotización de los derechos de asignación gratuita).

La ampliación de capital se efectuaría libre de gastos y de comisiones para los suscriptores en cuanto a la asignación de las nuevas acciones emitidas. IBERDROLA asumiría los gastos de emisión, suscripción, puesta en circulación, admisión a cotización y demás costes relacionados con la ampliación de capital. Sin perjuicio de lo anterior, las entidades participantes en la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear) en las que se encuentren depositadas las acciones de IBERDROLA podrán establecer, de acuerdo con la legislación vigente, las comisiones y los gastos repercutibles a los accionistas en concepto de administración que libremente determinen, derivados del mantenimiento de los valores en los registros contables. Asimismo, las referidas entidades participantes podrán establecer, de acuerdo con la legislación vigente, las comisiones y gastos repercutibles a los accionistas en concepto de tramitación de órdenes de compra y venta de derechos de asignación gratuita que libremente determinen.

## Planes de compensación en acciones

### Programa Bono Estratégico 2011-2013

La Junta General de Accionistas de 27 de mayo de 2011 aprobó un bono estratégico dirigido a los consejeros ejecutivos y demás personal directivo de IBERDROLA y sus sociedades dependientes (287 beneficiarios), vinculado a la consecución de objetivos estratégicos en el periodo 2011-2013 y a liquidar mediante la entrega de acciones de IBERDROLA.

El Bono Estratégico 2011-2013 tenía un plazo de duración de tres años correspondiente al periodo 2011-2013 y su liquidación en acciones se produce, de forma diferida, a lo largo de 2014, 2015 y 2016.

Con fecha 24 de junio de 2014, el Consejo de Administración, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, acordó liquidar, con un grado de cumplimiento del 93,20%, el Bono Estratégico 2011-2013.

En consecuencia, durante el primer semestre de los ejercicios 2016, 2015 y 2014, se realizaron las tres liquidaciones anuales mediante la entrega de 2.872.129, 3.120.340 y 3.208.800 acciones, respectivamente. Estas acciones incluyen las entregadas a los consejeros ejecutivos (Nota 46) y a la alta dirección (Nota 48).

El epígrafe "Gastos de personal" de los Estados consolidados del resultado de los ejercicios 2016 y 2015 incluye un abono de 2.068 y un cargo de 5.483 miles de euros, respectivamente, correspondientes al importe devengado por estos planes de incentivos, que ha sido registrado con cargo y abono al epígrafe "Reservas-Otras reservas" del Estado consolidado de situación financiera, respectivamente.

### Programa Bono Estratégico 2014-2016

La Junta General de Accionistas de IBERDROLA celebrada el 28 de marzo de 2014, en su punto séptimo del orden del día, aprobó un bono estratégico dirigido a los consejeros ejecutivos y demás personal directivo (350 beneficiarios), vinculado al desempeño del Grupo IBERDROLA en relación con determinados parámetros, durante el periodo de evaluación, comprendido entre los ejercicios 2014 y 2016, relacionados con:

- (a) La evolución del beneficio neto consolidado. El objetivo es que el crecimiento medio anual, tomando como base el cierre de 2014, sea del 4%. Se entenderá que el objetivo no está cumplido si dicho crecimiento no alcanza el 2%.
- (b) La evolución comparada del valor de la acción respecto del índice Eurostoxx Utilities y de las acciones de los cinco principales competidores europeos (ENEL, E.ON, RWE, EDF y ENGIE). Se entenderá que el objetivo se ha cumplido si la evolución de la acción es, al menos, mejor que la de tres de las referencias.
- (c) Mejora de la solidez financiera de IBERDROLA, medida a través del ratio *FFO/Net Debt* (Fondos de las Operaciones/Deuda Neta) >22%.

El número máximo de acciones a entregar al conjunto de los beneficiarios del Bono Estratégico 2014-2016 será de 19.000.000 de acciones, equivalentes al 0,3% del capital social en el momento de la adopción del acuerdo, correspondiendo al conjunto de los consejeros ejecutivos un máximo de 2.200.000 acciones.

El periodo comprendido entre los ejercicios 2017 y 2019 será el periodo de liquidación, que se producirá mediante la entrega de acciones de forma diferida en dichos tres años.

El epígrafe “Gastos de personal” de los Estados consolidados del resultado de los ejercicios 2016 y 2015 incluye un abono de 5.879 y un cargo de 30.239 miles de euros, respectivamente, correspondientes al importe devengado por estos planes de incentivos, que han sido registrados con cargo y abono a los epígrafes “Otras reservas” y “Provisiones – Otras provisiones” del Estado consolidado de situación financiera, respectivamente.

Como consecuencia de la integración de UIL (Nota 42), el bono estratégico 2014-2016 dirigido a los directivos de las sociedades pertenecientes a AVANGRID será liquidado en efectivo por el importe devengado por los ejercicios 2014 y 2015, y ha sido sustituido en el ejercicio 2016 por uno nuevo referenciado a las acciones de AVANGRID. El importe acumulado a 31 de diciembre de 2015 que asciende a 11.810 miles de euros ha sido reclasificado al epígrafe “Otras cuentas a pagar no corrientes” y será liquidado como estaba previsto en los ejercicios 2017 y 2018.

#### Bono de acciones de AVANGRID

Como se ha mencionado AVANGRID aprobó un plan de incentivos basado en acciones, el *Avangrid, Inc. Omnibus Incentive Plan*, dirigido a los directivos de las sociedades su grupo. El número total de acciones autorizadas para este plan es de 2.500.000 acciones, de las que se han otorgado 1.310.487 (1.298.683 en julio de 2016 y 11.804 en diciembre de 2016).

Las acciones se otorgarán al alcanzar ciertos indicadores de desempeño y de mercado relacionados con el plan 2016-2019 y serán pagaderos en tres cuotas iguales en 2020, 2021 y 2022. El valor razonable de las acciones en la fecha de otorgamiento fue de 31,80 dólares por acción, que se registra de forma lineal durante el período de servicio requerido de aproximadamente siete años basado en el logro esperado.

El pasivo total relacionado con la compensación basada en acciones, que se incluye en “Otros pasivos no corrientes”, es de 2.291 miles de euros a 31 de diciembre de 2016.

#### Bono de acciones SCOTTISH POWER

Por último, Scottish Power tiene planes basados en acciones para los empleados. Estos planes son de dos tipos:

- *Sharesave Schemes*: son planes de ahorro en los que los empleados deciden con qué importe quieren contribuir al plan (entre 5 y 250 libras esterlinas mensuales) y éste se descuenta mensualmente de su salario. Al término de un periodo de ahorro de 3 o 5 años, según corresponda a cada plan, los empleados pueden utilizar el dinero ahorrado para comprar acciones de IBERDROLA a un precio de opción con descuento fijado al comienzo del plan o bien recibir el importe ahorrado en efectivo.

El valor razonable de las opciones de compra de acciones por parte del empleado se determina al comienzo del plan y se registra en la cuenta de resultados durante el periodo de consolidación del plan (3 o 5 años) con abono a patrimonio. El epígrafe “Gastos de personal” del Estado consolidado del resultado correspondiente a los ejercicios 2016 y 2015 incluye 1.558 y 1.596 miles de euros, respectivamente, por este concepto.

A 31 de diciembre de 2015 el plan había vencido, por lo tanto, las opciones de los empleados habían sido ejercitadas o habían vencido. El nuevo plan da derecho a los empleados a 5.531.681 acciones a 31 de diciembre de 2016.

A continuación se muestra el movimiento del número de opciones sobre acciones:

	Nº de cuentas	Nº de opciones
<b>Saldo a 01.01.2015</b>	-	-
Altas	3.023	6.298.862
Ejercitadas	(3)	(1.866)
Canceladas	(142)	(257.553)
<b>Saldo a 31.12.2015</b>	<b>2.878</b>	<b>6.039.443</b>
Altas	-	-
Ejercitadas	(60)	(58.211)
Canceladas	(202)	(449.551)
<b>Saldo a 31.12.2016</b>	<b>2.616</b>	<b>5.531.681</b>

- *Share Incentive Plan*: este plan permite comprar acciones con incentivos fiscales y una contribución de la empresa. El empleado decide la cantidad con la que quiere contribuir que se deduce mensualmente de su sueldo (la contribución máxima que permite la ley en Reino Unido es de 125 libras esterlinas mensuales). Las acciones compradas con esta contribución se denominan *partnership shares*. Adicionalmente, Scottish Power complementa la contribución del empleado hasta un importe máximo de 50 libras esterlinas mensuales. Las acciones compradas con la contribución de la empresa se denominan *matching shares*.

Tanto las contribuciones de la empresa como las de los empleados se aportan a un fideicomiso (*trust*) que es quien compra acciones y se mantienen en él hasta que sean retiradas por los empleados. Todas las acciones se compran a precios de mercado en la fecha de compra de cada mes.

Las *partnership shares* son propiedad de los empleados, quienes las han comprado con su propio dinero; sin embargo, las acciones adquiridas con la aportación de la empresa (*matching shares*) no se consolidan hasta pasados tres años desde la fecha de compra. Las *matching shares* adquiridas por el *trust* a 31 de diciembre de 2016 y 2015 ascienden a 1.370.213 y 1.635.172 acciones, respectivamente. Adicionalmente, el *trust* mantiene a 31 de diciembre de 2016 y 2015 4.192 y 3.391 acciones, respectivamente, aún no asignadas a empleados.

Las aportaciones de la empresa se realizan en efectivo mensualmente y se cargan a la cuenta de resultados durante los tres años que el empleado tiene que permanecer en la empresa para tener derecho a las mismas. El epígrafe "Gastos de personal" del Estado consolidado del resultado correspondiente a los ejercicios 2016 y 2015 incluye 2.615 y 3.016 miles de euros, respectivamente, por este concepto.

## 21. INSTRUMENTOS DE CAPITAL CON CARACTERÍSTICAS DE PASIVO FINANCIERO

El movimiento de este epígrafe de los Estados consolidados de situación financiera en los ejercicios 2016 y 2015 ha sido el siguiente (Nota 4.I):

Miles de euros	
<b>Saldo a 01.01.2015</b>	<b>281.721</b>
Gastos financieros devengados en el ejercicio (Nota 41)	22.304
Pagos	(118.284)
Diferencias de conversión	30.689
<b>Saldo a 31.12.2015</b>	<b>216.430</b>
Gastos financieros devengados en el ejercicio (Nota 41)	8.821
Pagos	(94.156)
Diferencias de conversión	5.959
<b>Saldo a 31.12.2016</b>	<b>137.054</b>

El importe recogido en este epígrafe de los Estados consolidados de situación financiera a 31 de diciembre de 2016 y 2015 devenga un tipo de interés medio en dólares estadounidenses del 5,46% y 8,53%, respectivamente.

## 22. INGRESOS DIFERIDOS

El movimiento de este epígrafe de los Estados consolidados de situación financiera durante los ejercicios 2016 y 2015 ha sido el siguiente:

Miles de euros	Subvenciones de capital	Investment Tax Credits	Derechos de emisión	Instalaciones cedidas por terceros	Instalaciones financiadas por terceros	Otros ingresos diferidos	Total ingresos diferidos
<b>Saldo a 01.01.2015</b>	<b>292.574</b>	<b>1.316.944</b>	<b>26</b>	<b>2.659.001</b>	<b>1.720.788</b>	<b>131.578</b>	<b>6.120.911</b>
Adiciones	15.740	–	516	92.285	223.256	16.053	347.850
Bajas	(12)	(268)	–	(1.426)	(832)	–	(2.538)
Trasposos	3.622	–	5	(550)	20.055	3	23.135
Diferencias de conversión	7.093	148.731	–	4.463	58.416	36.153	254.856
Imputación a resultados (Nota 4.n)	(18.230)	(69.751)	(516)	(82.273)	(46.982)	(15.010)	(232.762)
<b>Saldo a 31.12.2015</b>	<b>300.787</b>	<b>1.395.656</b>	<b>31</b>	<b>2.671.500</b>	<b>1.974.701</b>	<b>168.777</b>	<b>6.511.452</b>
Adiciones	12.944	–	354	81.291	282.421	2.435	379.445
Bajas	(24)	–	(31)	(3.178)	(1.013)	(2)	(4.248)
Trasposos	(2.252)	–	–	994	1.279	(21)	–
Diferencias de conversión	3.747	69.974	–	(7.798)	(92.434)	7.759	(18.752)
Imputación a resultados (Nota 4.n)	(17.507)	(61.394)	(354)	(113.560)	(70.615)	(14.165)	(277.595)
<b>Saldo a 31.12.2016</b>	<b>297.695</b>	<b>1.404.236</b>	<b>–</b>	<b>2.629.249</b>	<b>2.094.339</b>	<b>164.783</b>	<b>6.590.302</b>

**23. PROVISIONES PARA PENSIONES Y OBLIGACIONES SIMILARES**

El detalle de este epígrafe de los Estados consolidados de situación financiera es el siguiente:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015
Planes de prestación definida (España)	510.299	459.986
Gratificación por antigüedad y otras prestaciones a largo plazo (España)	43.062	41.046
Planes de prestación definida (Reino Unido)	519.754	357.273
Planes de prestación definida (Estados Unidos)	1.103.160	1.145.242
Planes de prestación definida y otras prestaciones a largo plazo (España y otros países)	67.409	62.698
Planes de reestructuración	146.677	177.611
<b>Total</b>	<b>2.390.361</b>	<b>2.243.856</b>

El Grupo IBERDROLA estima anualmente mediante estudios actuariales realizados por expertos independientes el importe de la obligación y de los pagos por pensiones y prestaciones similares a los que deberá hacer frente en el siguiente ejercicio, que son registrados como pasivos en el Estado consolidado de situación financiera.

**23.a) Plan de prestación definida y otras prestaciones a largo plazo****España**

Los principales compromisos mantenidos por el Grupo IBERDROLA en España con sus empleados complementarios a las prestaciones de la Seguridad Social son los siguientes:

- Al personal acogido al Convenio Colectivo de Iberdrola Grupo cuya jubilación se produjo con anterioridad al 9 de octubre de 1996 se le garantiza una prestación definida para la contingencia de jubilación, cuyo valor actuarial se encontraba exteriorizado en su totalidad a 31 de diciembre de 2016 y 2015.

El Grupo IBERDROLA no asume ningún tipo de responsabilidad sobre este colectivo ni tiene derecho a ningún potencial exceso que los activos de este plan pudieran suponer sobre las prestaciones garantizadas.

- Asimismo, en referencia al personal en activo y al jubilado con posterioridad a 1996, acogido al Convenio Colectivo de Iberdrola Grupo y partícipe/beneficiario del Plan de Pensiones Iberdrola, sus prestaciones de riesgo (viudedad, invalidez permanente y orfandad de activo), que garantizan una prestación definida desde el momento de producirse, en su caso, el hecho causante, se han instrumentalizado a través de una póliza de seguros de carácter plurianual. La prestación garantizada se determina por la diferencia entre el valor actual actuarial en el momento de la contingencia de la prestación definida antes indicada y los derechos consolidados del partícipe en el momento de la tramitación del hecho causante, si éstos fuesen inferiores a aquel valor. El importe de la prima de la indicada póliza de seguros correspondiente a los ejercicios 2016 y 2015 figura registrado en el epígrafe "Gastos de personal" de los Estados consolidados del resultado por importe de 11.112 y 12.662 miles de euros, respectivamente.

- Adicionalmente, el Grupo IBERDROLA en España mantiene una provisión en cobertura de ciertos compromisos con sus empleados, distintos a los indicados anteriormente, cubiertos mediante fondos internos asociados a beneficios sociales, y que consisten, básicamente, en suministro, con un límite anual de consumo, de energía eléctrica a los empleados una vez que éstos se encuentran en situación de pasivo y otras prestaciones a largo plazo correspondientes, fundamentalmente, a la gratificación por antigüedad del personal en activo a los 10, 20 y 30 años de servicio (hasta la firma del VI Convenio Colectivo de Iberdrola Grupo el 20 de julio de 2015, la gratificación por antigüedad del personal en activo era a los 25 y 40 años de servicio).

El movimiento durante los ejercicios 2016 y 2015 de la provisión contabilizada para hacer frente a los compromisos indicados en el apartado anterior es el siguiente:

Miles de euros	Tarifa eléctrica	Gratificación por antigüedad
<b>Saldo a 01.01.2015</b>	<b>551.549</b>	<b>88.354</b>
Coste normal (Nota 35)	9.136	4.773
Otros costes con cargo a "Gastos de personal" (Nota 35)	(8.241)	-
Coste financiero (Nota 41)	10.979	1.097
Desviaciones actuariales		
A resultados (Nota 35)	-	2.896
A reservas	(89.071)	-
Pagos	(14.366)	(56.074)
<b>Saldo a 31.12.2015</b>	<b>459.986</b>	<b>41.046</b>
Coste normal (Nota 35)	6.981	3.227
Coste financiero (Nota 41)	9.575	678
Desviaciones actuariales		
A resultados (nota 35)	-	3.606
A reservas	48.802	-
Pagos	(15.045)	(5.495)
<b>Saldo a 31.12.2016</b>	<b>510.299</b>	<b>43.062</b>

Las principales hipótesis utilizadas en los estudios actuariales realizados para determinar la provisión necesaria a 31 de diciembre de 2016 y 2015 para hacer frente a las obligaciones mencionadas son las siguientes:

	2016			2015		
	Tasa de descuento	Crecimiento salarial/crecimiento precio kWh	Tablas de supervivencia	Tasa de descuento	Crecimiento salarial/crecimiento precio kWh	Tablas de supervivencia
Gratificación por antigüedad y tarifa eléctrica	0,80% / 1,50%	1,00% / 2017 1,00%; 2018 1,30%; 2019 1,50%; 2020 1,60%; 2021 1,80%; 2020 y sig 2,00%	PERM/F 2000P	1,70%/ 2,10%	1,00%/2,00%	PERM/F 2000P

En ambos casos la edad de jubilación ha sido establecida conforme a la Ley 27/2011, de 1 de agosto, sobre actualización, adecuación y modernización del sistema de la Seguridad Social, considerando el incremento gradual de la edad de jubilación de acuerdo con la ley.



La duración media al final del ejercicio del pasivo por los compromisos de gratificación por antigüedad y tarifa eléctrica es de 7,8 y 18,6 años, respectivamente.

Las cifras más relevantes correspondientes a estos compromisos en los últimos años son las siguientes:

Miles de euros	2016	2015	2014	2013	2012
Valor actual de la obligación	(553.361)	(501.032)	(639.903)	(555.265)	(503.801)
Ajustes por experiencia	4.664	25.355	5.442	15.280	(2.067)

La sensibilidad a 31 de diciembre de 2016 del valor actual de la obligación de estos compromisos a la variación de la tasa de descuento es la siguiente:

	Incremento / decremento en la tasa de descuento (puntos básicos)	Efecto en el valor actual de la obligación
Tarifa eléctrica	+10	(9.683)
	+(10)	9.970
Gratificación por Antigüedad	+10	(336)
	+(10)	340

### Reino Unido (SCOTTISH POWER)

Los empleados residentes en Reino Unido y procedentes de SCOTTISH POWER cuya incorporación se produjo con anterioridad al 1 de abril de 2006 se encuentran acogidos a los planes de prestación definida para la contingencia de jubilación: *ScottishPower Pension Scheme* (SPPS) y *Manweb Group of Electricity Supply Pension Scheme* (Manweb).

Los datos más significativos de los planes de Reino Unido son los siguientes:

	Reino Unido	
Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015
Valor actual de la obligación	(6.261.592)	(6.272.818)
Valor razonable de los activos afectos	5.741.838	5.915.545
<b>Activo neto / (Provisión neta)</b>	<b>(519.754)</b>	<b>(357.273)</b>
<b>Importes registrados en el Estado consolidado de situación financiera:</b>		
Provisión para pensiones y obligaciones similares	(519.754)	(357.273)
<b>Activo neto / (Provisión neta)</b>	<b>(519.754)</b>	<b>(357.273)</b>

La variación en el valor actual de la obligación por este concepto es la siguiente:

Miles de euros	Reino Unido
<b>Valor actual de la obligación a 01.01.2015</b>	<b>5.884.621</b>
Coste normal (Nota 35)	76.034
Coste por servicios pasados (Nota 35)	29.847
Coste financiero (Nota 41)	240.291
Desviaciones actuariales registradas contra reservas	(62.670)
Aportaciones de los partícipes	12.531
Pagos	(258.194)
Diferencias de conversión	350.358
<b>Valor actual de la obligación a 31.12.2015</b>	<b>6.272.818</b>
Coste normal (Nota 35)	63.851
Coste por servicios pasados (Nota 35)	18.080
Coste financiero (Nota 41)	209.637
Desviaciones actuariales registradas contra reservas	859.441
Aportaciones de los partícipes	10.507
Pagos	(320.807)
Diferencias de conversión	(851.935)
<b>Valor actual de la obligación a 31.12.2016</b>	<b>6.261.592</b>

La duración media al final del ejercicio del pasivo por los compromisos de prestación definida anteriores es de 21 años para el SPPS y 19 años para Manweb, aproximadamente.

Los cambios en el valor razonable de los activos afectos al plan son los siguientes:

Miles de euros	Reino Unido
<b>Valor razonable a 01.01.2015</b>	<b>5.491.355</b>
Revalorización (Nota 41)	227.485
Desviaciones actuariales registradas contra reservas	(77.098)
Aportaciones de la empresa	197.103
Aportaciones de los partícipes	12.531
Pagos	(258.194)
Diferencias de conversión	322.363
<b>Valor razonable a 31.12.2015</b>	<b>5.915.545</b>
Revalorización (Nota 41)	201.330
Desviaciones actuariales registradas contra reservas	552.312
Aportaciones de la empresa	182.845
Aportaciones de los partícipes	10.507
Pagos	(320.807)
Diferencias de conversión	(799.894)
<b>Valor razonable a 31.12.2016</b>	<b>5.741.838</b>

Las principales hipótesis utilizadas en los estudios actuariales realizados para determinar la provisión necesaria a 31 de diciembre de 2016 y 2015 por estos planes son las siguientes:

2016			
	Tasa de descuento	IPC/ Crecimiento salarial	Tablas de supervivencia (previo jubilación-posterior jubilación)
Reino Unido	2,90%	3,00% / 3,50%	Hombres: 85% AMC00/90% S2PMA CMI2013 (1,50% improvement rate) Mujeres: 85%AFC00/100% S2PFA CMI2013 (1,50% improvement rate)

2015			
	Tasa de descuento	IPC/ Crecimiento salarial	Tablas de supervivencia (previo jubilación-posterior jubilación)
Reino Unido	3,80%	3,10% / 3,60%	Hombres: 85% AMC00/95% PNMA00 CMI 2011 (1,15% improvement rate) Mujeres: 85% AFC00/105% PNFA00 CMI 2011 (1,15% improvement rate)

Las cifras más relevantes correspondientes a este plan en los últimos años son las siguientes:

Miles de euros	2016	2015	2014	2013	2012
Valor actual de la obligación	(6.261.592)	(6.272.818)	(5.884.621)	(5.055.518)	(4.951.415)
Valor razonable de los activos afectos	5.741.838	5.915.545	5.491.355	4.656.454	4.340.301
Activo neto / (Provisión neta)	(519.754)	(357.273)	(393.266)	(399.064)	(611.114)
Ajustes por experiencia en los pasivos del plan	(17.836)	27.541	59.629	(471)	(45.044)
Ajustes por experiencia en los activos del plan	552.312	(77.098)	329.368	250.978	204.884

La sensibilidad a 31 de diciembre de 2016 del valor actual de la obligación de estos compromisos ante la variación de la tasa de descuento, la inflación y las tablas de supervivencia es la siguiente:

Puntos básicos	Miles de euros
Incremento / decremento en la tasa de descuento	Efecto en el valor actual de la obligación
+10	(116.718)
- 10	125.787

Puntos básicos	Miles de euros
Incremento / decremento en la inflación	Efecto en el valor actual de la obligación
+10	117.235
+(10)	(31.834)

Años	Miles de euros
Incremento / decremento /expectativa de las tablas de supervivencia	Efecto en el valor actual de la obligación
+1	213.326

**Estados Unidos (AVANGRID)**

Los empleados antiguamente en plantilla de SCOTTISH POWER y en la actualidad adscritos al Grupo IBERDROLA en Estados Unidos, fundamentalmente pertenecientes a la plantilla del Grupo Avangrid Renewables Holdings Inc. (en adelante, ARHI), están adscritos a diversos planes post-empleo (*Supplemental Executive Retirement Plan, Iberdrola Renewables Retiree Benefits Plan e Iberdrola Renewables Retirement Plan*).

Con efectos 30 de abril de 2011 se produjo un cambio en el compromiso del plan post-empleo *Iberdrola Renewables Retiree Benefits Plan* que afectó a todos los partícipes del plan y por el que la prestación a percibir a la edad de jubilación quedó fijada en la cantidad que se devengó hasta el 30 de abril de 2011, convirtiéndose dicho plan en un sistema de aportación definida desde dicha fecha.

Asimismo, los empleados del Grupo AVANGRID NETWORKS se encuentran acogidos a varios planes de prestación definida para la contingencia de jubilación (*Qualified Pension Plans, Non Qualified Pension Plans*), para la contingencia de invalidez (*Long Term Disability Plans*) y planes de salud (*Postretirement Welfare Plans*).

Por último, como se indica en la Nota 2.c, con fecha 16 de diciembre de 2015 se produjo la adquisición de UIL. Los empleados del Grupo UIL, integrada en el Grupo AVANGRID NETWORKS, se encuentran acogidos a varios planes de prestación definida para la contingencia de jubilación (*Qualified Pension Plans, Non Qualified Pension Plans*) y planes de salud (*Postretirement Welfare Plans*).

Los datos más significativos de los planes de ARHI, UIL y AVANGRID NETWORKS son los siguientes:

	ARHI		UIL		AVANGRID NETWORKS	
Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Valor actual de la obligación	(72.785)	(73.133)	(1.126.064)	(1.055.586)	(2.629.032)	(2.595.775)
Valor razonable de los activos afectos	37.722	38.284	695.330	647.357	1.991.669	1.893.611
<b>Activo neto / (provisión neta)</b>	<b>(35.063)</b>	<b>(34.849)</b>	<b>(430.734)</b>	<b>(408.229)</b>	<b>(637.363)</b>	<b>(702.164)</b>
<b>Importes registrados en el Estado consolidado de situación financiera:</b>						
Provisión para pensiones y obligaciones similares	(35.063)	(34.849)	(430.734)	(408.229)	(637.363)	(702.164)
<b>Activo neto / (provisión neta)</b>	<b>(35.063)</b>	<b>(34.849)</b>	<b>(430.734)</b>	<b>(408.229)</b>	<b>(637.363)</b>	<b>(702.164)</b>

La variación en el valor actual de la obligación por este concepto es la siguiente:

Miles de euros	ARHI	UIL	AVANGRID NETWORKS
<b>Valor actual de la obligación a 01.01.2015</b>	<b>73.564</b>	<b>-</b>	<b>2.460.863</b>
Modificación del perímetro de consolidación (Nota 42)	-	1.057.741	-
Coste normal (Nota 35)	745	591	37.304
Coste financiero (Nota 41)	3.065	1.810	99.309
Aportaciones de los partícipes	-	184	-
Modificación del plan (Nota 35)	-	-	(5.520)
Desviaciones actuariales registradas contra reservas	(8.133)	(182)	(117.404)
Pagos	(4.445)	(3.676)	(160.303)
Diferencias de conversión	8.337	(882)	281.526
<b>Valor actual de la obligación a 31.12.2015</b>	<b>73.133</b>	<b>1.055.586</b>	<b>2.595.775</b>
Coste normal (Nota 35)	420	14.538	35.986
Coste financiero (Nota 41)	2.686	43.918	101.485
Modificación del plan (Nota 35)	-	(8.989)	-
Desviaciones actuariales registradas contra reservas	(1.884)	19.006	(82.042)
Pagos	(5.094)	(58.250)	(150.095)
Diferencias de conversión	3.524	60.255	127.923
<b>Valor actual de la obligación a 31.12.2016</b>	<b>72.785</b>	<b>1.126.064</b>	<b>2.629.032</b>

La duración media al final del ejercicio del pasivo por los compromisos de prestación definida en ARHI, UIL y AVANGRID NETWORKS anteriores es de 9, 12 y 11 años, respectivamente.

Los cambios en el valor razonable de los activos afectos al plan son los siguientes:

Miles de euros	ARHI	UIL	AVANGRID NETWORKS
<b>Valor razonable a 01.01.2015</b>	<b>38.519</b>	<b>-</b>	<b>1.824.332</b>
Modificación del perímetro de consolidación (Nota 42)	-	661.020	-
Revalorización (Nota 41)	1.573	1.118	73.562
Desviaciones actuariales registradas contra reservas	(2.695)	(10.620)	(95.019)
Aportaciones de los partícipes	-	184	-
Aportaciones de la empresa	968	334	43.138
Pagos	(4.445)	(3.676)	(160.303)
Diferencias de conversión	4.364	(1.003)	207.901
<b>Valor razonable a 31.12.2015</b>	<b>38.284</b>	<b>647.357</b>	<b>1.893.611</b>
Revalorización (Nota 41)	1.353	26.626	73.815
Desviaciones actuariales registradas contra reservas	864	20.218	38.298
Aportaciones de la empresa	493	21.757	38.313
Pagos	(5.094)	(58.250)	(150.095)
Diferencias de conversión y otros	1.822	37.622	97.727
<b>Valor razonable a 31.12.2016</b>	<b>37.722</b>	<b>695.330</b>	<b>1.991.669</b>

Las principales hipótesis utilizadas en los estudios actuariales realizados para determinar la provisión necesaria a 31 de diciembre de 2016 y 2015 por estos planes son las siguientes:

2016				
	Tasa de descuento	IPC/ Crecimiento salarial	Coste Salud Pre-Medicare/medicare	Tablas de supervivencia
ARHI	3,81%	2,00% / N/A	Función del ejercicio RX: 6,75%/8,50% (2017); 6,50%/8,00%(2018) ; [...] ; : 4,50%/4,50% (2028 y ss.)	RP-2006 fully generational table usando escala MP-2016
UIL	4,24%	2,00%/ 3,50% -3,80%	Función del ejercicio RX: 6,75%/8,50% (2017); 6,50%/8,00%(2018) ; [...] ; : 4,50%/4,50% (2028 y ss.)	RP-2006 fully generational table usando escala MP-2016
AVANGRID NETWORKS	4,12%	2,00% / Función de la edad y Union/ Non Union	Función del ejercicio RX: 6,75%/8,50% (2017); [...] ; 4,50%/4,50% (2028 y ss.)	RP-2006 fully generational table usando escala MP-2016
2015				
	Tasa de descuento	IPC/ Crecimiento salarial	Coste Salud Pre-Medicare/medicare	Tablas de supervivencia
ARHI	3,90%	2,10%/ N/A	Función del ejercicio RX: 7,00%/9,00% (2016); 6,75%/8,50% (2017); [...] ; 4,50%/4,50% (2028 y ss.)	RP-2006 fully generational table usando escala MP-2015
UIL	4,24%	2,00%/ 3,50% -3,80%	Función del ejercicio RX: 7,00%/9,00% (2016); 6,75%/8,50% (2017); [...] ; 4,50%/4,50% (2028 y ss.)	RP-2006 fully generational table usando escala MP-2015
AVANGRID NETWORKS	4,10%	2,10% / Función de la edad y Union/ Non Union	Función del ejercicio RX: 7,00%/9,00% (2016); 6,75%/8,50% (2017); [...] ; 4,50%/4,50% (2028 y ss.)	RP-2006 fully generational table usando escala MP-2015

Las cifras más relevantes correspondientes a los planes de pensiones de ARHI en los últimos años son las siguientes:

Miles de euros	2016	2015	2014	2013	2012
Valor actual de la obligación	(72.785)	(73.133)	(73.564)	(60.777)	(70.708)
Valor razonable de los activos afectos	37.722	38.284	38.519	33.813	38.021
(Provisión neta)	(35.063)	(34.849)	(35.045)	(26.964)	(32.687)
Ajustes por experiencia en los pasivos del plan	1.626	7.834	(1.955)	2.259	1.040
Ajustes por experiencia en los activos del plan	864	(2.695)	1.805	1.958	1.974

Las cifras más relevantes correspondientes a los planes de pensiones de AVANGRID NETWORKS en los últimos años son las siguientes:

Miles de euros	2016	2015	2014	2013	2012
Valor actual de la obligación	(2.629.032)	(2.595.775)	(2.460.863)	(1.921.426)	(2.270.728)
Valor razonable de los activos afectos	1.991.669	1.893.611	1.824.332	1.671.768	1.754.602
(Provisión neta)	(637.363)	(702.164)	(636.531)	(249.658)	(516.126)
Ajustes por experiencia en los pasivos del plan	37.797	(11.669)	(17.729)	(17.831)	(22.262)
Ajustes por experiencia en los activos del plan	38.298	(95.019)	40.051	78.020	133.925

Las cifras más relevantes correspondientes a los planes de pensiones de UIL son las siguientes:

Miles de euros	2016	2015
Valor actual de la obligación	(1.126.064)	(1.055.586)
Valor razonable de los activos afectos	695.330	647.357
(Provisión neta)	(430.734)	(408.229)
Ajustes por experiencia en los pasivos del plan	(30.075)	182
Ajustes por experiencia en los activos del plan	20.218	(10.620)

La sensibilidad a 31 de diciembre de 2016 del valor actual de la obligación de estos compromisos ante la variación de la tasa de descuento, crecimiento salarial y coste por salud es la siguiente:

Puntos básicos	Miles de euros		
Incremento / decremento en la tasa de descuento	Efecto en el valor actual de la obligación		
	AVANGRID NETWORKS	UIL	ARHI
+10	(27.914)	(14.964)	(668)
- 10	28.438	15.297	681

Puntos básicos	Miles de euros		
Incremento / decremento en el incremento salarial	Efecto en el valor actual de la obligación		
	AVANGRID NETWORKS	UIL	ARHI
+10	2.769	2.732	-
- 10	(2.744)	(2.699)	-

Puntos básicos	Miles de euros		
Incremento / decremento en el coste por salud	Efecto en el valor actual de la obligación		
	AVANGRID NETWORKS	UIL	ARHI
+25	1.371	1.556	268
- 25	(1.282)	(1.484)	(239)

## ELEKTRO

Los empleados de ELEKTRO se encuentran acogidos a un plan de prestación definida para la contingencia de jubilación.

Los datos más significativos del mencionado plan son los siguientes:

	ELEKTRO	
Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015
Valor actual de la obligación	(336.323)	(206.387)
Valor razonable de los activos afectos	376.175	270.711
<b>Total</b>	<b>39.852</b>	<b>64.324</b>

Estos importes no han sido registrados en el Estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre de 2016 y 2015 ya que no se cumplen los requisitos establecidos en la normativa contable en vigor para su contabilización.

La variación en el valor actual de la obligación por este concepto es la siguiente:

Miles de euros	ELEKTRO
<b>Valor actual de la obligación 01.01.2015</b>	<b>273.740</b>
Coste normal (Nota 35)	1.521
Coste financiero (Nota 41)	28.060
Desviaciones actuariales registradas contra reservas	(22.437)
Aportaciones de los partícipes	938
Pagos	(14.631)
Diferencias de conversión	(60.804)
<b>Valor actual de la obligación 31.12.2015</b>	<b>206.387</b>
Coste normal (Nota 35)	840
Coste financiero (Nota 41)	26.233
Desviaciones actuariales registradas contra reservas	60.057
Aportaciones de los partícipes	925
Pagos	(16.493)
Diferencias de conversión	58.374
<b>Valor actual de la obligación 31.12.2016</b>	<b>336.323</b>

La duración media al final del ejercicio del pasivo por los compromisos de prestación definida en ELEKTRO es de 13,7 años.

Los cambios en el valor razonable de los activos afectos al plan son los siguientes:

Miles de euros	ELEKTRO
<b>Valor razonable a 01.01.2015</b>	<b>336.762</b>
Revalorización (Nota 41)	34.696
Desviaciones actuariales registradas contra reservas	(10.632)
Aportaciones de la empresa	764
Aportaciones de los partícipes	938
Pagos	(14.631)
Diferencias de conversión	(77.186)
<b>Valor razonable a 31.12.2015</b>	<b>270.711</b>
Revalorización (Nota 41)	34.812
Desviaciones actuariales registradas contra reservas	16.502
Aportaciones de la empresa	783
Aportaciones de los partícipes	925
Pagos	(16.493)
Diferencias de conversión	68.935
<b>Valor razonable a 31.12.2016</b>	<b>376.175</b>



Como consecuencia del no reconocimiento del superávit, las desviaciones actuariales registradas contra reservas fueron corregidas al alza en 2016 y a la baja en 2015 por importes respectivos de 43.507 y 11.048 miles de euros en aplicación de la normativa vigente CINIIF 14: "NIC 19 – El límite de un activo por beneficios definidos, obligación de mantener un nivel mínimo de financiación y su interacción". Asimismo, en los ejercicios 2016 y 2015, y por el mismo concepto, se han corregido al alza los gastos financieros registrados por importe de 8.475 y 6.636 miles de euros, respectivamente.

Las principales hipótesis utilizadas en el estudio actuarial realizado para determinar la provisión necesaria a 31 de diciembre de 2016 y 2015 para hacer frente a la obligación mencionada son las siguientes:

	2016			2015		
	Tasa de descuento	IPC/ Crecimiento salarial	Tablas de supervivencia	Tasa de descuento	IPC/ Crecimiento salarial	Tablas de supervivencia
ELEKTRO	11,03%	5,00% / 7,63%	AT – 2000 (1996 US Annuity 2000)	12,07%	4,50%/7,63%	AT – 2000 (1996 US Annuity 2000)

Las cifras más relevantes correspondientes al plan de pensiones de ELEKTRO son las siguientes:

Miles de euros	2016	2015	2014	2013	2012
Valor actual de la obligación	(336.323)	(206.387)	(273.740)	(248.859)	(398.102)
Valor razonable de los activos afectos	376.175	270.711	336.762	317.751	410.516
Activo neto	39.852	64.324	63.022	68.892	12.414
Ajustes por experiencia en los pasivos del plan	(15.966)	(5.980)	(3.507)	(1.827)	6.142
Ajustes por experiencia en los activos del plan	16.502	(10.632)	47	(48.654)	55.068

La sensibilidad a 31 de diciembre de 2016 del valor actual de la obligación de estos compromisos a la variación de la tasa de descuento, el crecimiento salarial y las tablas de supervivencia es la siguiente:

Puntos básicos	Miles de euros
Incremento / decremento en la tasa de descuento	Efecto en el valor actual de la obligación
+10	(3.601)
- 10	4.411

Puntos básicos	Miles de euros
Incremento / decremento en el crecimiento salarial	Efecto en el valor actual de la obligación
+10	925
- 10	(820)

Años	Miles de euros
Incremento / decremento en las tablas de supervivencia	Efecto en el valor actual de la obligación
+1	4.142

Las principales categorías de los activos de los distintos planes como porcentaje total sobre los activos de cada plan a cierre de cada ejercicio son las que se indican a continuación:

2016				
	Renta variable	Renta fija	Efectivo y otros medios equivalentes	Otros
Reino Unido	24%	51%	5%	20%
ARHI				
Retirement plan	31%	48%	1%	20%
Retiree Benefits Plan	45%	55%	–	–
UIL				
Qualified Pension Plans	54%	41%	–	5%
Postretirement Welfare Plans	72%	24%	3%	1%
AVANGRID NETWORKS				
Qualified Pension Plans	35%	37%	2%	26%
Postretirement Welfare Plans	49%	35%	3%	13%
ELEKTRO	8%	85%	–	7%

2015				
	Renta variable	Renta fija	Efectivo y otros medios equivalentes	Otros
Reino Unido	23%	50%	5%	22%
ARHI				
Retirement plan	40%	47%	–	13%
Retiree Benefits Plan	46%	54%	–	–
UIL				
Qualified Pension Plans	58%	40%	–	2%
Postretirement Welfare Plans	67%	26%	5%	2%
AVANGRID NETWORKS				
Qualified Pension Plans	34%	36%	3%	27%
Postretirement Welfare Plans	53%	31%	2%	14%
ELEKTRO	11%	79%	–	10%

Los activos afectos a todos estos planes no incluyen instrumentos emitidos por el Grupo IBERDROLA ni ningún tipo de activo tangible e intangible.

Asimismo, el detalle del nivel al que pertenecen los activos afectos a los planes valorados a su valor razonable es el siguiente:

Miles de euros	Valor a 31.12.2016	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Reino Unido	5.741.838	278.660	4.968.932	494.246
ARHI	37.722	126	32.781	4.815
UIL	695.330	3.000	655.052	37.278
AVANGRID NETWORKS	1.991.669	393.345	1.092.734	505.590
ELEKTRO	376.175	224.180	108.280	43.715
	<b>8.842.734</b>	<b>899.311</b>	<b>6.857.779</b>	<b>1.085.644</b>

Miles de euros	Valor a 31.12.2015	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Reino Unido	5.915.545	197.843	5.065.856	651.846
ARHI	38.284	–	33.652	4.632
UIL	647.357	28.963	618.394	–
AVANGRID NETWORKS	1.893.611	543.613	844.532	505.466
ELEKTRO	270.711	159.243	77.657	33.811
<b>Total</b>	<b>8.765.508</b>	<b>929.662</b>	<b>6.640.091</b>	<b>1.195.755</b>

## Otros compromisos con empleados

Adicionalmente, determinadas sociedades del Grupo IBERDROLA mantienen una provisión en cobertura de ciertos compromisos con sus empleados, distintos a los indicados anteriormente, cubiertos mediante fondos internos de pensiones.

El movimiento durante los ejercicios 2016 y 2015 de la provisión contabilizada para hacer frente a los compromisos anteriores es el siguiente:

Miles de euros	
<b>Saldo a 01.01.2015</b>	<b>59.740</b>
Coste normal (Nota 35)	5.499
Coste financiero (Nota 41)	2.028
Desviaciones actuariales	
A resultados (Nota 35)	(582)
A reservas	470
Pagos y otros	(4.457)
<b>Saldo a 31.12.2015</b>	<b>62.698</b>
Coste normal (Nota 35)	5.147
Coste financiero (Nota 41)	1.966
Desviaciones actuariales	
A resultados (Nota 35)	(838)
A reservas	1.343
Pagos y otros	(2.907)
<b>Saldo a 31.12.2016</b>	<b>67.409</b>

### 23.b) Planes de aportación definida

El personal en activo en plantilla de Iberdrola Grupo y el personal jubilado con posterioridad al 9 de octubre de 1996, partícipes del plan de pensiones con promotores conjuntos de Iberdrola Grupo, se encuentran acogidos a un sistema de pensiones de modalidad de empleo, de aportación definida e independiente de la Seguridad Social, para la contingencia de jubilación.

La aportación periódica a realizar de acuerdo con dicho sistema y con el vigente Convenio Colectivo de Iberdrola Grupo se calcula como un porcentaje del salario pensionable anual de cada trabajador, salvo para los incorporados después del 9 de octubre de 1996, en cuyo caso la relación contributiva es del 55% a cargo de la empresa y del 45% a cargo del trabajador y para los incorporados con posterioridad al 20 de julio de 2015, en los que la empresa aporta 1/3 de la contribución total siempre y cuando el trabajador aporte los 2/3 restantes, hasta la fecha en la que entre a formar parte del Salario Base de Calificación (SBC), momento en que se les aplicará el mismo criterio que a los incorporados con posterioridad al 9 de octubre de 1996. Las respectivas sociedades financian estas aportaciones para todos sus empleados en activo con edad inferior a 65 años.

Las aportaciones realizadas por el Grupo IBERDROLA en los ejercicios 2016 y 2015 han ascendido a 22.823 y 25.529 miles de euros, respectivamente, y figuran registradas en el epígrafe "Gastos de personal" de los Estados consolidados del resultado.

Por otra parte, el personal de SCOTTISH POWER incorporado con posterioridad al 1 de abril de 2006 tiene la posibilidad de acogerse a un plan de aportación definida. Las aportaciones realizadas para estos empleados en los ejercicios 2016 y 2015 han ascendido a 8.169 y 9.044 miles de euros, respectivamente, que figuran contabilizados en el epígrafe "Gastos de personal" de los Estados consolidados del resultado.

AVANGRID dispone de planes empresariales de aportación definida 401k. Las aportaciones realizadas por AVANGRID por estos planes en los ejercicios 2016 y 2015 han ascendido a 30.217 y 19.581 miles de euros, respectivamente, que figuran contabilizados en el epígrafe “Gastos de personal” de los Estados consolidados del resultado.

### 23.c) Planes de reestructuración

El Grupo IBERDROLA, tras el interés mostrado por algunos de sus trabajadores en solicitar el régimen de prejubilación, les ha ofrecido diferentes planes de extinción de mutuo acuerdo de la relación laboral que les vinculaba, realizando un proceso de contratos individuales de desvinculación en España. Las provisiones existentes por dicho concepto a 31 de diciembre de 2016 corresponden a los siguientes planes de reestructuración:

- Plan de reestructuración del ejercicio 2012: el Grupo IBERDROLA firmó un total de 412 contratos individuales de desvinculación (400 en el ejercicio 2012, 11 en el ejercicio 2013 y 1 en el ejercicio 2014). A 31 de diciembre de 2016, el Grupo IBERDROLA mantiene una provisión por este concepto por importe de 10.538 miles de euros.
- Plan de reestructuración del ejercicio 2014: el Grupo IBERDROLA firmó un total de 389 contratos individuales de desvinculación. A 31 de diciembre de 2016, el Grupo IBERDROLA mantiene una provisión por este concepto por importe de 78.904 miles de euros.
- Plan de reestructuración del ejercicio 2015: el Grupo IBERDROLA firmó un total de 95 contratos individuales de desvinculación. A 31 de diciembre de 2016, el Grupo IBERDROLA mantiene una provisión por este concepto por importe de 21.587 miles de euros.
- Plan de reestructuración del ejercicio 2016: IBERDROLA ha firmado un total de 64 contratos individuales de desvinculación. A 31 de diciembre de 2016, el Grupo IBERDROLA mantiene una provisión por este concepto por importe de 16.831 miles de euros.
- La sociedad del Grupo IBERDROLA, Iberdrola Ingeniería y Construcción, S.A.U., firmó 46 contratos individuales de desvinculación en España a 31 de diciembre de 2016 (36 en el ejercicio 2015 y 10 en el ejercicio 2016), por los que el Grupo IBERDROLA mantiene una provisión de 11.198 miles de euros a 31 de diciembre de 2016.
- Adicionalmente, SCOTTISH POWER mantiene una provisión a 31 de diciembre de 2016 por diversos planes de reestructuración por importe de 7.029 miles de euros.

Las actualizaciones financieras de las provisiones se registran con cargo al epígrafe “Gasto financiero” del Estado consolidado del resultado.

El movimiento durante los ejercicios 2016 y 2015 de la provisión contabilizada para hacer frente a estos compromisos es el siguiente:

Miles de euros	Planes de reestructuración
<b>Saldo a 01.01.2015</b>	<b>179.143</b>
Dotación (Nota 35)	45.734
Coste financiero (Nota 41)	1.279
Desviaciones actuariales y otros a resultados (Nota 35)	559
Pagos y diferencias de conversión <sup>(*)</sup>	(49.104)
<b>Saldo a 31.12.2015</b>	<b>177.611</b>
Dotación (Nota 35)	26.412
Coste financiero (Nota 41)	1.134
Desviaciones actuariales y otros a resultados (Nota 35)	(1.313)
Pagos y diferencias de conversión <sup>(*)</sup>	(57.167)
<b>Saldo a 31.12.2016</b>	<b>146.677</b>

(\*) Los pagos realizados en los ejercicios 2016 y 2015 ascienden a 56.093 y 49.005 miles de euros, respectivamente.

Las principales hipótesis utilizadas en los estudios actuariales realizados para determinar la provisión necesaria a 31 de diciembre de 2016 y 2015 para hacer frente a las obligaciones del Grupo en relación con los mencionados planes de reestructuración son las siguientes:

	2016		2015	
	Tasa de descuento	IPC	Tasa de descuento	IPC
Expediente de regulación de empleo y otros planes de reestructuración	0,40%/0,50%	0,70%/1%	0,50%/1,16%	0,70%/1%

## 24. OTRAS PROVISIONES

El movimiento y composición del epígrafe “Otras provisiones” del pasivo de los Estados consolidados de situación financiera durante los ejercicios 2016 y 2015 se muestra a continuación:

Miles de euros	Provisiones para litigios, indemnizaciones y similares	Provisión por emisiones de CO2 (Nota 4.q)	Provisión por costes de cierre de las instalaciones (Notas 4.r y 6.a)	Otras provisiones	Total otras provisiones
<b>Saldo a 01.01.2015</b>	<b>1.258.437</b>	<b>85.983</b>	<b>1.437.482</b>	<b>347.929</b>	<b>3.129.831</b>
Dotaciones o reversiones con cargo/abono a “Propiedad, planta y equipo” (Nota 4.d)	–	–	103.368	–	103.368
Dotaciones por actualización financiera (Nota 41)	1.576	–	47.755	–	49.331
Dotaciones con cargo al resultado del ejercicio	95.756	122.773	–	42.372	260.901
Reversión por exceso	(280.627)	(4.806)	(3.783)	(11.199)	(300.415)
Modificación del perímetro de consolidación (Nota 42)	2.673	–	17.452	96.026	116.151
Diferencias de conversión	(570)	3.552	58.624	39.887	101.493
Pagos efectuados, trasposos y otros	(310.725)	(86.002)	(26.120)	(31.149)	(453.996)
<b>Saldo a 31.12.2015</b>	<b>766.520</b>	<b>121.500</b>	<b>1.634.778</b>	<b>483.866</b>	<b>3.006.664</b>
Dotaciones o reversiones con cargo/abono a “Propiedad, planta y equipo” (Nota 4.d)	–	–	(68.806)	(9.416)	(78.222)
Dotaciones por actualización financiera (Nota 41)	(1.551)	–	31.954	–	30.403
Dotaciones con cargo al resultado del ejercicio	57.962	55.275	–	6.565	119.802
Reversión por exceso	(46.506)	(1.873)	(5.695)	(14.048)	(68.122)
Modificación del perímetro de consolidación (Nota 42)	–	–	–	11.830	11.830
Diferencias de conversión	16.308	(8.406)	(18.713)	21.699	10.888
Pagos efectuados, trasposos y otros	(192.000)	(112.375)	(43.457)	(27.254)	(375.086)
<b>Saldo a 31.12.2016</b>	<b>600.733</b>	<b>54.121</b>	<b>1.530.061</b>	<b>473.242</b>	<b>2.658.157</b>

El Grupo IBERDROLA 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 medioambientales; estas últimas han sido determinadas mediante la realización de un análisis individualizado de la situación de los activos contaminados y del coste necesario para su descontaminación.

Asimismo, el Grupo IBERDROLA mantiene provisiones para hacer frente a una serie de costes necesarios para acometer los trabajos de desmantelamiento de sus centrales nucleares y térmicas y de sus parques eólicos, así como de otras instalaciones.

El cálculo del coste derivado de las obligaciones de desmantelamiento se revisa periódicamente para incorporar a las estimaciones de costes futuros la experiencia de los desmantelamientos efectuados o para incorporar nuevos requerimientos legales o regulatorios.

El desglose de la provisión por cierre de instalaciones es como sigue:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015
Centrales térmicas	66.920	117.010
Centrales nucleares	519.670	516.909
Parques eólicos y otras centrales alternativas	754.560	851.695
Centrales de ciclo combinado	146.843	99.287
Otras instalaciones	42.068	49.877
<b>Total</b>	<b>1.530.061</b>	<b>1.634.778</b>

En importe relativo a centrales nucleares cubre los costes en que el operador de las plantas incurrirá desde el final de su vida útil hasta que ENRESA (Nota 4.aa) se haga cargo de ellas.

Las tasas de descuento (rango mínimo y máximo) antes de impuestos de los principales países en los que opera el Grupo IBERDROLA utilizadas en la actualización financiera de las provisiones son las siguientes:

País	Moneda	Tasa de descuento 2016	
		5 años	30 años
España	Euro	0,26%	2,61%
Reino Unido	Libra esterlina	0,47%	1,87%
Estados Unidos	Dólar estadounidense	1,93%	3,07%

La estimación de las fechas en las que el Grupo IBERDROLA considera que deberá hacer frente a los pagos relacionados con las provisiones incluidas en este epígrafe del Estado consolidado de situación financiera a 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:

Miles de euros	
2017	133.872
2018	169.086
2019	88.175
2020 y posteriores	2.267.024
<b>Total</b>	<b>2.658.157</b>

## 25. DEUDA FINANCIERA – PRÉSTAMOS Y OTROS

La deuda financiera pendiente de amortización a 31 de diciembre de 2016 y 2015 y sus vencimientos son los siguientes:

Miles de euros	Deuda financiera a 31 de diciembre de 2016 con vencimiento a								
	Saldo a 31.12.2015	Saldo a 31.12.2016 <sup>(*)</sup>	Corto plazo			Largo plazo			Total largo plazo
			2017	2018	2019	2020	2021	2022 y siguientes	
<b>En euros</b>									
Arrendamiento financiero	67.357	64.403	1.986	1.985	1.985	1.985	1.985	54.477	62.417
Obligaciones y bonos	15.216.656	16.530.475	2.683.621	1.666.937	1.537.720	1.793.616	1.151.514	7.697.067	13.846.854
Resto de operaciones de financiación	4.246.408	4.860.516	613.332	210.201	2.014.804	931.899	328.536	761.744	4.247.184
Intereses devengados no pagados	300.982	274.405	274.405	–	–	–	–	–	–
	<b>19.831.403</b>	<b>21.729.799</b>	<b>3.573.344</b>	<b>1.879.123</b>	<b>3.554.509</b>	<b>2.727.500</b>	<b>1.482.035</b>	<b>8.513.288</b>	<b>18.156.455</b>
<b>En moneda extranjera</b>									
Dólares estadounidenses	5.183.311	5.431.403	483.493	445.128	346.032	708.460	302.321	3.145.969	4.947.910
Libras esterlinas	3.441.873	2.984.923	314.449	199.211	47.969	47.972	338.197	2.037.125	2.670.474
Reales brasileños	841.574	879.500	192.501	216.738	73.358	89.449	87.435	220.019	686.999
Otros	–	51.088	3.874	3.575	3.367	3.347	3.586	33.339	47.214
Intereses devengados no pagados	146.314	143.969	143.969	–	–	–	–	–	–
	<b>9.613.072</b>	<b>9.490.883</b>	<b>1.138.286</b>	<b>864.652</b>	<b>470.726</b>	<b>849.228</b>	<b>731.539</b>	<b>5.436.452</b>	<b>8.352.597</b>
<b>Total</b>	<b>29.444.475</b>	<b>31.220.682</b>	<b>4.711.630</b>	<b>2.743.775</b>	<b>4.025.235</b>	<b>3.576.728</b>	<b>2.213.574</b>	<b>13.949.740</b>	<b>26.509.052</b>

(\*) A 31 de diciembre de 2016, el saldo de deuda financiera incluye importes equivalentes a 710.852 miles de euros, de disposiciones de líneas de crédito y pólizas de crédito, así como 1.454.416 miles de euros correspondientes a emisiones de pagarés domésticos y Euro Commercial Paper (ECP).



Los saldos de los préstamos que se indican anteriormente corresponden a los importes dispuestos y pendientes de amortización a 31 de diciembre de 2016 y 2015. A 31 de diciembre de 2016 y 2015 el Grupo IBERDROLA tenía concedidos préstamos y créditos no dispuestos por un importe de 6.583.500 y 7.054.459 miles de euros, respectivamente, con vencimiento entre 2017 y 2021 (Nota 50).

Las operaciones de financiación más significativas realizadas por el Grupo IBERDROLA a lo largo del ejercicio 2016 han sido las siguientes:

Emisiones en los mercados de capitales:

- El 15 de febrero de 2016 el Grupo IBERDROLA, a través de su filial Iberdrola International, B.V. y con la garantía de IBERDROLA, ha cerrado una emisión de bonos en el Euromercado por un importe de 50 millones de euros. Los bonos vencen el 15 de febrero de 2023 y tienen un cupón de Euribor 6 meses + 0,75%.
- El 21 de abril de 2016 el Grupo IBERDROLA, a través de su filial Iberdrola International, B.V. y con la garantía de IBERDROLA, ha cerrado su segunda emisión de bonos verdes en el Euromercado, tras la operación cerrada en 2014, por un importe de 1.000 millones de euros. Los bonos vencen el 21 de abril de 2026 y tienen un cupón de 1,125%. Esta emisión se ha colocado en un 68% entre Inversores Socialmente Responsables (ISR), siendo el destino de los fondos la refinanciación de parques eólicos en España, Portugal y Reino Unido.
- El 13 de mayo de 2016 el Grupo IBERDROLA, a través de su filial Avangrid Inc., ha firmado un programa de papel comercial por importe de 1.000 millones de dólares estadounidenses. Asimismo, se han cancelado los programas existentes en las filiales de Avangrid NYSEG y CMP de 200 y 350 millones de dólares estadounidenses, respectivamente.
- El 16 de junio de 2016, el Grupo IBERDROLA, a través de su filial Iberdrola International B.V. y con la garantía de IBERDROLA, ha cerrado una emisión de bonos en el Euromercado por un importe de 200 millones de euros. Los bonos vencen el 16 de junio de 2018 y tienen un cupón de Euribor 3 meses + 0,35%.
- El 15 de septiembre de 2016 el Grupo IBERDROLA, a través de su filial Iberdrola International B.V. y con la garantía de IBERDROLA, ha cerrado su tercera emisión de bonos verdes en el Euromercado por un importe de 700 millones de euros. Los bonos vencen el 15 de septiembre de 2025 y tienen un cupón de 0,375%. Más de la mitad de estos bonos se han colocado entre ISR, siendo el destino de los fondos la refinanciación de parques eólicos *onshore* en Reino Unido.
- El 29 de noviembre de 2016 el Grupo IBERDROLA, a través de su filial NYSEG, sociedad perteneciente a la filial Avangrid Inc., ha cerrado una emisión de 500 millones de dólares estadounidenses. Los bonos vencen el 1 de diciembre de 2026 y tienen un cupón de 3,25%.
- El 7 de diciembre de 2016 el Grupo IBERDROLA, a través de su filial Iberdrola Finanzas, S.A.U. y con la garantía de IBERDROLA, ha realizado su cuarta emisión de bonos verdes en el Euromercado por un importe de 750 millones de euros. Los bonos vencen el 7 de marzo de 2024 y tienen un cupón de 1,0%. Estos bonos se han colocado en un 60% entre ISR y su destino es la refinanciación de parques eólicos en España.

Con esa misma fecha, se han realizado ofertas de recompra sobre diferentes bonos en circulación de sociedades del Grupo IBERDROLA para su posterior amortización y cancelación. Como resultado de lo anterior, se ha conseguido reducir los vencimientos de deuda en 157,2 millones de euros en 2017 y 158,3 millones de euros en 2018.

#### Mercado bancario:

- El 13 de febrero de 2016 IBERDROLA ha extendido el plazo de dos créditos sindicados por importe de 4.243 millones de euros alargando su vencimiento en un año hasta el 13 de febrero de 2021.
- El 25 de febrero de 2016 el Grupo IBERDROLA, a través de su filial Iberdrola México S.A. de C.V., (en adelante, IBERDROLA MEXICO) ha dispuesto un préstamo bancario sindicado que fue firmado en 2015 por importe de 300 millones de dólares estadounidenses y con un vencimiento el 30 de marzo de 2018.
- El 31 de marzo de 2016 el Grupo IBERDROLA, a través de sus filiales Iberdrola Renovables Asturias, S.A.U. y Ciener, S.A.U., ha firmado dos préstamos bilaterales por un total de 49,5 millones de euros con vencimiento el 31 de marzo de 2019 y posibilidad de extensión de 1+1 años.
- El 5 de abril de 2016 el Grupo IBERDROLA ha llevado a cabo la reconfiguración de las líneas de crédito de Avangrid Inc., su filial en Estados Unidos, para fortalecer su posición de liquidez. Se ha firmado un crédito *revolving* por importe de 1.500 millones de dólares estadounidenses con vencimiento a cinco años y posibilidad de extensión de 1 + 1 años, a la vez que han cancelado tres líneas ya existentes. La operación ha supuesto aumentar la liquidez, alargar el vencimiento y mejorar las condiciones de financiación.
- El 21 de junio de 2016 el Grupo IBERDROLA, a través de su filial Iberdrola Financiación, S.A.U., ha extendido el plazo de un préstamo bilateral por importe de 600 millones de euros firmado en junio de 2015 y que terminaba en 2018, alargando su vencimiento en un año hasta el 24 de junio de 2019.
- El 29 de junio de 2016 IBERDROLA ha firmado una línea de crédito sindicada por importe de 500 millones de euros a un plazo de cinco años con opción de extender su vencimiento en 1 + 1 años.
- El 11 de julio de 2016 IBERDROLA ha realizado la novación del arrendamiento financiero de los edificios corporativos del Grupo IBERDROLA en Madrid firmado en junio de 2003 por un importe de 166 millones de euros. Se ha refinanciado el saldo vivo del arrendamiento de 91,7 millones de euros a un nuevo plazo de 18,5 años y a un menor coste.
- El 4 de agosto de 2016 el Grupo IBERDROLA, a través de su filial Pier II, participada en un 51% por IBERDROLA, ha firmado un préstamo bajo la modalidad de Project Finance con objeto de financiar un parque eólico de 66 MW en México operativo desde 2015. Bajo este contrato, y con fecha 19 de septiembre, la sociedad ha dispuesto 560,5 millones de pesos mexicanos con vencimiento el 15 de agosto de 2023 a tipo fijo y 560,5 millones de pesos mexicanos con vencimiento el 15 de agosto de 2029 a tipo variable.
- El 20 de diciembre de 2016 IBERDROLA ha extendido el plazo de dos préstamos bilaterales por importe de 150 millones de euros alargando su vencimiento en un año hasta el 16 de diciembre de 2019.

Préstamos del Banco Europeo de Inversiones (BEI):

- El 4 de enero de 2016 el Grupo IBERDROLA a través de su filial Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U., ha dispuesto el préstamo directo firmado en 2015 con el Banco Europeo de Inversiones (BEI), por importe de 325 millones de euros y vencimiento el 4 de enero de 2023.
- El 23 de mayo de 2016 el Grupo IBERDROLA, a través de su filial Iberdrola Financiación S.A.U., ha firmado y dispuesto un nuevo préstamo directo con el BEI por importe de 200 millones de euros y vencimiento en 2022. Este préstamo se destinará a financiar el programa de inversiones en I+D+i en las áreas de Redes, Generación y Renovables en España y Reino Unido en el periodo 2015-2018 y que totalizan 420 millones de euros aproximadamente.
- El 21 de junio de 2016 el Grupo IBERDROLA, a través de su filial en Brasil ELEKTRO, ha notificado la disposición de un primer tramo de 50 millones de euros con fecha 1 de julio, con vencimiento 2027 correspondiente al préstamo BEI firmado en diciembre de 2015 por un total de 150 millones de euros.

Las operaciones de financiación más significativas realizadas por el Grupo IBERDROLA a lo largo del ejercicio 2015 fueron las siguientes:

Emisiones en los mercados de capitales:

- El 14 de enero de 2015 el Grupo IBERDROLA cerró una emisión de bonos por un importe de 600 millones de euros con vencimiento 27 de enero de 2023 y un cupón de 1,125%.
- El 7 de septiembre de 2015 el Grupo IBERDROLA cerró una emisión de 500 millones de euros en bonos con vencimiento 17 de septiembre de 2023 y un cupón de 1,75%.

Estas dos transacciones se enmarcaban dentro de sendas operaciones de intercambio de bonos que permitieron al Grupo ampliar la duración de la deuda, laminar el perfil de vencimientos a medio plazo y continuar mejorando la liquidez. Por ello y de manera paralela a estas emisiones, se realizaron ofertas de recompra sobre diferentes bonos en circulación de sociedades del Grupo IBERDROLA para su posterior intercambio con las nuevas referencias. Como resultado de lo anterior, se consiguió reducir los vencimientos de deuda en 91,4 millones de euros en 2016, 378,7 millones de euros en 2017 y 557,5 millones de euros en 2018.

- El 6 de noviembre de 2015 el Grupo IBERDROLA realizó una emisión de bonos estructurados – referenciados a la cotización de la acción de Iberdrola, S.A. – por valor de 500 millones de euros con vencimiento en noviembre de 2022 y sin cupón.

Estos bonos incorporan una opción que podrá ser ejercitada por sus titulares en fechas cercanas al vencimiento, en virtud de la cual recibirían un pago en efectivo que se determinará según la evolución de la cotización de las acciones de IBERDROLA, con un precio de referencia de 8,7479 euros por título.

Para hacer frente a estos posibles pagos en efectivo, IBERDROLA contrató simultáneamente una opción de compra liquidable en efectivo por el mismo importe de la emisión para cubrir el riesgo. El precio de referencia de esta opción será también de 8,7479 euros por título.

Mercado bancario:

- El 13 de febrero de 2015 el Grupo IBERDROLA renegoció la línea de crédito *revolving* concedida en noviembre de 2013 por importe de 2.000 millones de euros y vencimiento en noviembre de 2018, para incrementar su importe hasta 2.500 millones de euros y extender el vencimiento hasta febrero de 2020, mejorando así las condiciones económicas aplicables.
- El 13 de febrero de 2015 el Grupo IBERDROLA renegoció la línea de crédito *revolving* concedida en abril de 2014 por importe de 2.000 millones de euros y vencimiento en abril de 2019, para incrementar su importe hasta 2.500 millones de euros y extender su vencimiento hasta febrero de 2020, mejorando así condiciones económicas aplicables.
- El 13 de febrero de 2015 el Grupo IBERDROLA canceló anticipadamente una línea de crédito *revolving* concedida en junio de 2011 por importe de 2.247 millones de euros con vencimiento en junio 2017.
- El 23 de marzo de 2015 el Grupo IBERDROLA firmó un préstamo bancario en formato *Club Deal* por importe de 900 millones de euros con vencimiento a cuatro años y una opción de extensión de 1 + 1 años.
- El 23 de marzo de 2015 el Grupo IBERDROLA canceló anticipadamente un préstamo de 753 millones de euros con vencimiento en junio de 2017.
- El 31 de marzo de 2015 el Grupo IBERDROLA firmó un préstamo bilateral de 75 millones de euros con vencimiento en marzo de 2019 y una opción de extensión de 1 + 1 años.
- El 16 y el 18 de marzo de 2015 ELEKTRO, filial del Grupo IBERDROLA, firmó dos préstamos bancarios por un importe total de 300 millones de reales brasileños al amparo de la Ley 4131 y con vencimiento en 2018.
- El 24 de junio de 2015 el Grupo IBERDROLA renegoció un préstamo bilateral existente de 600 millones de euros extendiendo su vencimiento original de junio 2016 a junio 2018, manteniendo la opción de ampliarlo un año más y manteniendo el resto de condiciones iguales.
- El 14 de diciembre de 2015 IBERDROLA MÉXICO firmó un préstamo bancario sindicado por importe de 300 millones de dólares estadounidenses con vencimiento el 31 de marzo de 2018.

Préstamos del Banco Europeo de Inversiones (BEI):

- El 27 de mayo de 2015 el Grupo IBERDROLA renegoció varios tramos de préstamos existentes con el BEI que estaban avalados por varios bancos totalizando 479 millones de euros. Esta reestructuración supuso mejorar el coste, el vencimiento y la estructura de esta deuda, así como la cancelación de los avales.
- El 27 de mayo de 2015 el Grupo IBERDROLA renegoció con el BEI tres tramos del préstamo existente para financiar inversiones en distribución en Escocia y España, totalizando 150 millones de libras esterlinas y 86 millones de euros, respectivamente. Esta reestructuración supuso la modificación de vencimientos y la mejora de las condiciones económicas aplicables.

- El 22 de junio de 2015 el Grupo IBERDROLA renegoció tres préstamos existentes con el BEI que estaban intermediados por un banco totalizando 350 millones de euros. Esta reestructuración supuso reconvertir la financiación del BEI en otros tantos préstamos bilaterales, manteniendo los vencimientos originales y reduciendo el margen hasta niveles más acordes a las condiciones actuales de mercado.
- El 25 de junio de 2015 Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U. firmó un nuevo préstamo directo con el BEI por importe de 325 millones de euros con objeto de financiar el programa de inversiones 2014/2015 para la modernización de la red eléctrica, teledistribución y la automatización de subestaciones. Este préstamo tiene vencimiento en enero de 2023.

Determinados proyectos de inversión del Grupo, principalmente relacionados con las energías renovables, han sido financiados de manera específica, mediante préstamos que incluyen cláusulas estándar en la financiación de proyectos tales como el cumplimiento de ciertos ratios financieros o la obligatoriedad de pignorar en beneficio de los acreedores las acciones de las sociedades-proyecto (Nota 45). El saldo vivo de este tipo de préstamos a 31 de diciembre de 2016 y 2015 asciende a 166 y 658 millones de euros, respectivamente. En algunos de estos préstamos, por importe de 166 y 226 millones de euros a 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente, se requiere el establecimiento de un depósito reservado para el cumplimiento de las obligaciones contraídas en los contratos de préstamo, siendo el incumplimiento de los ratios y/o que el depósito en garantía no alcance la cantidad convenida, motivo que imposibilita el reparto de dividendos el año en que no se hubieran cumplido.

Por lo que se refiere a las cláusulas relacionadas con la calificación crediticia, el Grupo IBERDROLA tiene concertadas con el BEI operaciones financieras a 31 de diciembre de 2016 y 2015 por importe de 1.349 y 1.531 millones de euros, respectivamente, que podrían requerir su renegociación en supuestos de bajada de *rating*, previsiblemente equiparando su precio al de otras operaciones con el BEI sin ese límite. Asimismo, a 31 de diciembre de 2016 y 2015, el Grupo IBERDROLA mantiene préstamos y créditos dispuestos por importe de 1.381 y 900 millones de euros, respectivamente, cuyo coste se vería modificado como consecuencia del descenso de su calificación crediticia; no obstante, en ambos casos, el incremento de coste no sería significativo.

Adicionalmente, IBERDROLA y sus sociedades tienen préstamos y otros acuerdos con entidades financieras cuyo vencimiento puede verse afectado en el caso de cambio de control, siendo los más significativos a 31 de diciembre de 2016, los recogidos en los apartados siguientes:

- Existen préstamos susceptibles de vencimiento anticipado o de requerir garantías adicionales en caso de cambio de control ante una oferta pública de adquisición, salvo que el cambio de control no se considere perjudicial, que en su conjunto representan, aproximadamente, 2.073.438 miles de euros.
- De igual manera, aproximadamente 865.610 miles de reales brasileños (equivalentes a 253.933 miles de euros) por emisiones y 1.174.013 miles de reales brasileños (equivalentes a 344.404 miles de euros) por préstamos correspondientes a ELEKTRO estarían afectados por un cambio de control en el emisor, salvo que éste se produzca como consecuencia de reorganizaciones dentro del Grupo o sea consentido por los prestamistas.
- Por otra parte, aproximadamente 12.250.607 miles de euros correspondientes a emisiones de valores en el Euromercado serán susceptibles de vencimiento anticipado en el caso de cambio de control, si la calificación crediticia (*rating*) de IBERDROLA cayese por debajo de *investment grade* o, si estando ya por debajo, cayese un escalón (*notch*) y siempre que la agencia calificadora expresase que la reducción de la calificación crediticia viene motivada por el cambio de control.

- Por último, aproximadamente 678.259 miles de euros, 300.000 miles de dólares estadounidenses (equivalentes a 288.434 miles de euros) correspondientes a IBERDROLA MÉXICO S.A. de CV, 433.095 miles de reales brasileños (equivalentes a 127.051 miles de euros) correspondientes a ELEKTRO por préstamos y 1.150.000 miles de dólares (equivalentes a 1.105.663 miles de euros) correspondientes a emisiones realizadas por el Grupo IBERDROLA en Estados Unidos serían susceptibles de vencimiento anticipado en caso de cambio de control de prestatario.

A 31 de diciembre de 2016 y 2015, el Grupo IBERDROLA había hecho frente a todos los pagos derivados de su deuda financiera ya vencidos, no existiendo en consecuencia importe alguno cuyo vencimiento contractual haya tenido lugar con anterioridad a 31 de diciembre de 2016.

A fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas, ni IBERDROLA ni ninguna de sus filiales relevantes 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.

El coste medio de la deuda del Grupo IBERDROLA en los ejercicios 2016 y 2015 ha sido de 3,17% y 3,57%, respectivamente.

## 26. INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS

El detalle de la composición de los saldos a 31 de diciembre de 2016 y 2015, que recogen la valoración de los instrumentos financieros derivados a dichas fechas, es el siguiente:

Miles de euros	2016				2015			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
<b>COBERTURA DE TIPO DE INTERÉS:</b>	<b>31.449</b>	<b>181.928</b>	<b>40.545</b>	<b>(125.931)</b>	<b>26.966</b>	<b>202.063</b>	<b>21.998</b>	<b>(91.683)</b>
<b>Cobertura de flujos de caja</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(10.638)</b>	<b>(117.934)</b>	<b>-</b>	<b>17.961</b>	<b>(27.716)</b>	<b>(80.073)</b>
Permuta de tipo de interés	-	-	(10.609)	(117.934)	-	17.961	(27.267)	(79.956)
Túnel	-	-	(29)	-	-	-	(449)	(117)
<b>Cobertura de valor razonable</b>	<b>31.449</b>	<b>181.928</b>	<b>51.183</b>	<b>(7.997)</b>	<b>26.966</b>	<b>184.102</b>	<b>49.714</b>	<b>(11.610)</b>
Permuta de tipo de interés	31.449	173.705	49.754	-	26.966	174.987	47.195	-
Otros	-	8.223	1.429	(7.997)	-	9.115	2.519	(11.610)
<b>COBERTURA DE TIPO DE CAMBIO:</b>	<b>318.110</b>	<b>554.748</b>	<b>(383.536)</b>	<b>(174.555)</b>	<b>212.670</b>	<b>624.814</b>	<b>(469.075)</b>	<b>(101.266)</b>
<b>Cobertura de flujos de caja</b>	<b>223.638</b>	<b>92.717</b>	<b>(51.167)</b>	<b>(49.130)</b>	<b>107.668</b>	<b>86.152</b>	<b>(160.499)</b>	<b>(44.419)</b>
Permuta de tipo de cambio	63.364	53.170	6.436	(44.525)	7.874	51.051	6.027	(34.182)
Seguro de cambio	160.274	39.547	(57.603)	(4.605)	99.794	35.101	(166.526)	(10.237)
<b>Cobertura de valor razonable</b>	<b>30.152</b>	<b>462.031</b>	<b>29.809</b>	<b>(76.031)</b>	<b>71.666</b>	<b>538.662</b>	<b>30.781</b>	<b>(20.498)</b>
Permuta de tipo de cambio	30.152	460.988	29.792	(76.031)	71.666	533.740	30.758	(20.464)
Otros	-	1.043	17	-	-	4.922	23	(34)
<b>Cobertura de inversión neta en el extranjero</b>	<b>64.320</b>	<b>-</b>	<b>(362.178)</b>	<b>(49.394)</b>	<b>33.336</b>	<b>-</b>	<b>(339.357)</b>	<b>(36.349)</b>
Permuta de tipo de cambio	(3.804)	-	(4.128)	(42.886)	(3.571)	-	(3.968)	(36.349)
Seguro de cambio	68.124	-	(341.075)	(6.508)	36.907	-	(335.389)	-
Túnel	-	-	(16.975)	-	-	-	-	-
<b>COBERTURA SOBRE MATERIAS PRIMAS:</b>	<b>195.991</b>	<b>66.921</b>	<b>(236.756)</b>	<b>(38.082)</b>	<b>261.923</b>	<b>41.355</b>	<b>(305.497)</b>	<b>(38.914)</b>
<b>Cobertura de flujos de caja</b>	<b>195.991</b>	<b>66.921</b>	<b>(236.756)</b>	<b>(38.082)</b>	<b>261.923</b>	<b>41.355</b>	<b>(305.497)</b>	<b>(38.914)</b>
Futuros	195.991	61.095	(236.756)	(38.082)	261.923	41.355	(305.497)	(38.914)
Otros	-	5.826	-	-	-	-	-	-
<b>DERIVADOS DE NO COBERTURA</b>	<b>949.894</b>	<b>127.670</b>	<b>(914.321)</b>	<b>(101.347)</b>	<b>464.064</b>	<b>130.041</b>	<b>(431.673)</b>	<b>(137.457)</b>
<b>Derivados sobre acciones propias</b>	<b>1</b>	<b>7.113</b>	<b>-</b>	<b>(7.113)</b>	<b>-</b>	<b>14.854</b>	<b>(74)</b>	<b>(14.854)</b>
Permuta sobre acciones propias	1	7.113	-	(7.113)	-	14.854	(74)	(14.854)
<b>Derivados sobre tipos de cambio</b>	<b>22.429</b>	<b>188</b>	<b>(7.893)</b>	<b>(183)</b>	<b>21.700</b>	<b>1.391</b>	<b>(10.422)</b>	<b>(394)</b>
Seguros de cambio	22.429	82	(7.893)	(66)	21.700	1.391	(10.422)	(394)
Permuta de tipo de cambio	-	106	-	(117)	-	-	-	-
<b>Derivados sobre materias primas</b>	<b>927.464</b>	<b>117.257</b>	<b>(904.175)</b>	<b>(86.960)</b>	<b>442.364</b>	<b>110.538</b>	<b>(417.436)</b>	<b>(112.513)</b>
Futuros	924.572	117.257	(900.825)	(86.960)	424.486	110.448	(400.085)	(101.389)
Otros	2.892	-	(3.350)	-	17.878	90	(17.351)	(11.124)
<b>Derivados de tipo de interés</b>	<b>-</b>	<b>3.112</b>	<b>(2.253)</b>	<b>(7.091)</b>	<b>-</b>	<b>3.258</b>	<b>(3.741)</b>	<b>(9.696)</b>
Permuta de tipo de interés	-	2.097	(131)	6	-	2.024	762	-
Otros	-	1.015	(2.122)	(7.097)	-	1.234	(4.503)	(9.696)
<b>OPERACIONES NETEADAS (Nota 15)</b>	<b>(801.579)</b>	<b>(22.085)</b>	<b>801.579</b>	<b>22.085</b>	<b>(365.593)</b>	<b>(37.781)</b>	<b>399.339</b>	<b>37.674</b>
<b>Total</b>	<b>693.865</b>	<b>909.182</b>	<b>(692.489)</b>	<b>(417.830)</b>	<b>600.030</b>	<b>960.492</b>	<b>(784.908)</b>	<b>(331.646)</b>

El detalle por vencimientos de los nocionales de los instrumentos financieros derivados contratados por el Grupo IBERDROLA y vigentes a 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

Miles de euros	2017	2018	2019	2020	2021 y siguientes	Total
<b>COBERTURA DE TIPO DE INTERÉS:</b>	<b>489.061</b>	<b>1.157.334</b>	<b>258.400</b>	<b>1.630.956</b>	<b>5.348.073</b>	<b>8.883.824</b>
<b>Cobertura de flujos de caja</b>	<b>57.061</b>	<b>7.334</b>	<b>7.556</b>	<b>65.956</b>	<b>3.422.073</b>	<b>3.559.980</b>
Permuta de tipo de interés	7.061	7.334	7.556	65.956	3.422.073	3.509.980
Túnel	50.000	-	-	-	-	50.000
<b>Cobertura de valor razonable</b>	<b>432.000</b>	<b>1.150.000</b>	<b>250.844</b>	<b>1.565.000</b>	<b>1.926.000</b>	<b>5.323.844</b>
Permuta de tipo de interés	432.000	1.150.000	194.794	1.565.000	1.878.000	5.219.794
Otros	-	-	56.050	-	48.000	104.050
<b>COBERTURA DE TIPO DE CAMBIO:</b>	<b>11.635.832</b>	<b>11.634.932</b>	<b>1.296.582</b>	<b>262.060</b>	<b>1.714.479</b>	<b>26.543.885</b>
<b>Cobertura de flujos de caja</b>	<b>6.117.046</b>	<b>11.305.800</b>	<b>9.619</b>	<b>38.772</b>	<b>490.204</b>	<b>17.961.441</b>
Permuta de tipo de cambio	409.085	452.284	-	-	388.087	1.249.456
Seguro de cambio	5.707.961	10.853.516	9.619	38.772	102.117	16.711.985
<b>Cobertura de valor razonable</b>	<b>-</b>	<b>195.473</b>	<b>1.286.963</b>	<b>223.288</b>	<b>1.224.275</b>	<b>2.929.999</b>
Permuta de tipo de cambio	-	195.473	1.283.363	223.288	1.224.275	2.926.399
Otros	-	-	3.600	-	-	3.600
<b>Cobertura de inversión neta en el extranjero</b>	<b>5.518.786</b>	<b>133.659</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5.652.445</b>
Permuta de tipo de cambio	-	93.040	-	-	-	93.040
Seguro de cambio	4.656.717	40.619	-	-	-	4.697.336
Túnel	862.069	-	-	-	-	862.069
<b>COBERTURA SOBRE MATERIAS PRIMAS:</b>	<b>2.048.392</b>	<b>488.987</b>	<b>115.635</b>	<b>2.032</b>	<b>12.469</b>	<b>2.667.515</b>
<b>Cobertura de flujos de caja</b>	<b>2.048.392</b>	<b>488.987</b>	<b>115.635</b>	<b>2.032</b>	<b>12.469</b>	<b>2.667.515</b>
Futuros	2.048.392	454.157	63.678	2.032	12.469	2.580.728
Otros	-	34.830	51.957	-	-	86.787
<b>DERIVADOS DE NO COBERTURA</b>	<b>7.475.510</b>	<b>1.767.246</b>	<b>287.601</b>	<b>30.127</b>	<b>1.258.755</b>	<b>10.819.239</b>
<b>Derivados sobre acciones propias</b>	<b>30</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.000.000</b>	<b>1.000.030</b>
Derivados sobre acciones propias	30	-	-	-	1.000.000	1.000.030
<b>Derivados sobre tipos de cambio</b>	<b>415.194</b>	<b>35.795</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>450.989</b>
Seguro de cambio	415.194	16.900	-	-	-	432.094
Permuta de tipo de cambio	-	18.895	-	-	-	18.895
<b>Derivados sobre materias primas</b>	<b>7.060.286</b>	<b>1.701.451</b>	<b>237.601</b>	<b>30.127</b>	<b>183.755</b>	<b>9.213.220</b>
Futuros	7.060.245	1.701.451	237.601	30.127	183.755	9.213.179
Otros	41	-	-	-	-	41
<b>Derivados de tipo de interés</b>	<b>-</b>	<b>30.000</b>	<b>50.000</b>	<b>-</b>	<b>75.000</b>	<b>155.000</b>
Permuta de tipos de interés	-	-	50.000	-	-	50.000
Otros	-	30.000	-	-	75.000	105.000
<b>Total</b>	<b>21.648.795</b>	<b>15.048.499</b>	<b>1.958.218</b>	<b>1.925.175</b>	<b>8.333.776</b>	<b>48.914.463</b>

La información presentada en el cuadro anterior recoge los nocionales brutos de los instrumentos financieros derivados contratados en valor absoluto (sin compensar posiciones activas y pasivas o de compra y venta), por lo tanto, no supone el riesgo asumido por el Grupo IBERDROLA ya que únicamente reflejan la base sobre la que se realizan los cálculos para la liquidación del derivado.



El epígrafe “Gasto financiero” de los Estados consolidados del resultado de los ejercicios 2016 y 2015 incluye 105.759 y 98.095 miles de euros, respectivamente, por la contabilización de los derivados referenciados a índices de carácter financiero que, o bien no cumplen las condiciones para su consideración como instrumentos de cobertura, o que, cumpliéndolos, resultan parcialmente ineficaces conforme a lo descrito en las Notas 4.1 y 41. Por otro lado, el epígrafe “Ingreso financiero” de los Estados consolidados del resultado de dichos ejercicios incluye 168.332 y 62.771 miles de euros, respectivamente, por los conceptos anteriormente descritos (Nota 40).

El valor nominal de los principales pasivos objeto de cobertura de tipo de cambio (Nota 5) es el siguiente:

2016						
Tipo de cobertura	Miles de dólares estadounidenses	Miles de yenes japoneses	Miles de coronas noruegas	Miles de pesos mexicanos	Miles de francos suizos	Miles de libras esterlinas
Flujos de caja	705.000	–	450.000	1.500.000	250.000	–
Valor razonable	2.283.266	28.000.000	–	–	–	700.000

2015						
Tipo de cobertura	Miles de dólares estadounidenses	Miles de yenes japoneses	Miles de coronas noruegas	Miles de pesos mexicanos	Miles de francos suizos	Miles de libras esterlinas
Flujos de caja	247.000	–	450.000	1.500.000	250.000	–
Valor razonable	2.407.196	28.000.000	350.000	–	27.000	700.000

El valor nominal de los pasivos más significativos objeto de cobertura de tipo de interés (Nota 5) es el siguiente:

2016			
Tipo de cobertura	Miles de euros	Miles de dólares estadounidenses	Miles de libras esterlinas
Flujos de caja	145.672	–	225.000
Valor razonable	5.323.844	–	–

2015			
Tipo de cobertura	Miles de euros	Miles de dólares estadounidenses	Miles de libras esterlinas
Flujos de caja	152.473	473.500	225.000
Valor razonable	5.789.784	–	–

## 27. OTRAS CUENTAS A PAGAR NO CORRIENTES Y OTROS PASIVOS CORRIENTES

El desglose del epígrafe “Otras cuentas a pagar no corrientes” del pasivo de los Estados consolidados de situación financiera a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015
Fianzas y depósitos recibidos a largo plazo (Nota 13.c)	134.781	128.658
Garantía concesional de suficiencia tarifaria en Brasil (Nota 11)	68.933	62.582
Deudas con sociedades contabilizadas por el método de participación	32.735	9.946
Otros	500.820	488.508
<b>Total</b>	<b>737.269</b>	<b>689.694</b>

El desglose del epígrafe “Otros pasivos corrientes” del pasivo de los Estados consolidados de situación financiera a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015
Fianzas y depósitos recibidos a corto plazo (Nota 13.c)	135.340	177.167
Garantía concesional de suficiencia tarifaria en Brasil (Nota 11)	97.475	64.399
Deudas con sociedades contabilizadas por el método de participación	224.255	228.757
Proveedores de inmovilizado a corto plazo	637.951	496.601
Remuneraciones pendientes de pago al personal	210.577	178.899
Otros	486.178	608.483
<b>Total</b>	<b>1.791.776</b>	<b>1.754.306</b>

## 28. IMPUESTOS DIFERIDOS Y GASTO POR IMPUESTO SOBRE SOCIEDADES

IBERDROLA presenta en el ejercicio 2016, como Sociedad dominante del Grupo 2/86 y para su tributación en España, al igual que en el ejercicio 2015, declaración consolidada del Impuesto sobre Sociedades. Dicho Grupo está acogido a este régimen de forma indefinida, en tanto en cuanto siga cumpliendo los requisitos o no renuncie expresamente a su aplicación a través de la correspondiente declaración censal.

Sin perjuicio de este régimen especial de tributación en España para IBERDROLA y algunas de las sociedades filiales nacionales incluidas en el perímetro de consolidación, otras sociedades filiales nacionales y extranjeras presentan sus declaraciones fiscales en bases individuales o agregadas, de acuerdo con sus respectivos regímenes.

La diferencia entre la carga fiscal imputada a los ejercicios 2016 y 2015 y la que habrá de pagarse por dichos ejercicios, registrada en los epígrafes “Impuestos diferidos activos” e “Impuestos diferidos pasivos” del activo o pasivo, según corresponda, de los Estados consolidados de situación financiera a 31 de diciembre de 2016 y de 2015, proviene de las diferencias temporarias generadas por la diferencia entre el valor contable de determinados activos y pasivos y su base fiscal. Las diferencias más significativas son las siguientes:

- Diferencias temporarias generadas por la valoración de inversiones disponibles para la venta e instrumentos financieros derivados y aquellos activos que han sido valorados a valor razonable en combinaciones de negocios y cuya diferencia entre la base fiscal y el valor contable no es deducible fiscalmente.
- Diferencias temporarias derivadas de la aplicación de beneficios de libertad de amortización o amortización acelerada respecto de la registrada contablemente.
- Diferencias temporarias derivadas de la no deducibilidad fiscal de determinados pasivos, entre ellos los registrados por compromisos por pensiones y por los expedientes de regulación de empleo (Notas 4.o, 4.p y 23).
- Diferencias temporarias derivadas del tratamiento fiscal del fondo de comercio financiero surgido en la adquisición de valores representativos de la participación en entidades no residentes.

La composición del Impuesto sobre Sociedades entre impuestos corrientes y diferidos es la siguiente:

<b>Miles de euros</b>	<b>31.12.2016</b>	<b>31.12.2015</b>
Impuestos corrientes	603.501	319.384
Impuestos diferidos	301.118	207.708
<b>Gasto/(Ingreso)</b>	<b>904.619</b>	<b>527.092</b>

La composición de los epígrafes “Impuestos diferidos activos” e “Impuestos diferidos pasivos” de los Estados consolidados de situación financiera es la siguiente:

## Informe financiero anual

Iberdrola, S.A. y sociedades dependientes / Ejercicio 2016

Miles de euros	Saldo a 01.01.2015	Modificación del perímetro de consolidación (Nota 42)	Diferencias de conversión	Abono (cargo) en el Estado consolidado del resultado	Abono (cargo) en la reserva de revaluación de activos y pasivos	Abono (cargo) en "Otras reservas"	Saldo a 31.12.2015	Modificación del perímetro de consolidación (Nota 42)	Diferencias de conversión	Abono (cargo) en el Estado consolidado del resultado	Abono (cargo) en la reserva de revaluación de activos y pasivos	Abono (cargo) en "Otras reservas"	Saldo a 31.12.2016
<b>Impuestos diferidos activos:</b>													
Valoración de instrumentos financieros derivados	607.813	–	16.087	7.859	(47.338)	–	584.421	–	(4.993)	(28.634)	(4.147)	–	546.647
Actualización de balances 16/2012	1.847.520	–	–	(135.043)	–	–	1.712.477	–	–	(152.273)	–	–	1.560.204
Pensiones y obligaciones similares	594.261	111.612	48.209	(35.971)	–	(31.375)	686.736	–	12.123	33.101	–	15.420	747.380
Asignación de diferencias negativas de consolidación no deducibles	70.630	–	–	(1.893)	–	–	68.737	–	–	(1.856)	–	–	66.881
Provisión por costes de cierre de centrales	51.921	–	870	3.273	–	–	56.064	–	356	437	–	–	56.857
Crédito fiscal por pérdidas y deducciones	1.703.966	54.309	157.604	125.442	–	–	2.041.321	–	97.944	360.133	–	–	2.499.398
Otros impuestos diferidos activos	1.007.889	127.765	299.724	44.374	–	–	1.479.752	446	19.600	(19.011)	–	–	1.480.787
<b>Total</b>	<b>5.884.000</b>	<b>293.686</b>	<b>522.494</b>	<b>8.041</b>	<b>(47.338)</b>	<b>(31.375)</b>	<b>6.629.508</b>	<b>446</b>	<b>125.030</b>	<b>191.897</b>	<b>(4.147)</b>	<b>15.420</b>	<b>6.958.154</b>

## Informe financiero anual

Iberdrola, S.A. y sociedades dependientes / Ejercicio 2016

Miles de euros	Saldo a 01.01.2015	Modificación del perímetro de consolidación (Nota 42)	Diferencias de conversión	Cargo (abono) en el Estado consolidado del resultado	Cargo (abono) en la reserva de revaluación de activos y pasivos	Saldo a 31.12.2015	Modificación del perímetro de consolidación (Nota 42)	Diferencias de conversión	Cargo (abono) en el Estado consolidado del resultado	Cargo (abono) en la reserva de revaluación de activos y pasivos	Saldo a 31.12.2016
<b>Impuestos diferidos pasivos:</b>											
Valoración de activos disponibles para la venta:	8	–	–	(8)	–	–	–	–	–	–	–
Valoración de instrumentos financieros derivados:	547.024	–	16.884	(4.283)	(15.813)	543.812	–	(16.087)	16.887	10.937	555.549
Libertad de amortización	4.892.793	570.183	480.742	73.233	–	6.016.951	–	183.652	528.145	–	6.728.748
Sobreprecio asignado en combinaciones de negocios	3.409.713	969.986	267.599	(86.642)	–	4.560.656	76.894	84.761	107.233	–	4.829.544
Otros impuestos diferidos pasivos	516.679	–	24.930	233.449	–	775.058	–	11.012	(159.250)	–	626.820
<b>Total</b>	<b>9.366.217</b>	<b>1.540.169</b>	<b>790.155</b>	<b>215.749</b>	<b>(15.813)</b>	<b>11.896.477</b>	<b>76.894</b>	<b>263.338</b>	<b>493.015</b>	<b>10.937</b>	<b>12.740.661</b>

A 31 de diciembre de 2016 y 2015 no existían impuestos diferidos activos ni créditos fiscales significativos pendientes de registrar por parte de las sociedades del Grupo IBERDROLA.

Asimismo, en base a la información disponible al cierre del ejercicio, incluyendo los niveles históricos de beneficios y las proyecciones de resultados de las que dispone el Grupo IBERDROLA para los próximos años, se considera que se generarán bases imponibles positivas suficientes para la recuperación de los activos fiscales diferidos registrados a 31 de diciembre de 2016.

Adicionalmente, los epígrafes “Otras reservas” y “Reserva por revaluación de activos y pasivos no realizados” de los Estados consolidados de situación financiera de los ejercicios 2016 y 2015 incluyen un abono y un cargo por importe de 2.412 y 63.708 miles de euros, respectivamente, correspondientes a la carga impositiva de las desviaciones actuariales y de las correcciones valorativas de las coberturas de flujo de caja e inversiones disponibles para la venta.

El cuadro que se presenta a continuación establece la determinación del gasto devengado por Impuesto sobre Sociedades en los ejercicios 2016 y 2015, que es como sigue:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015
<b>Resultado consolidado antes de impuestos</b>	<b>3.747.461</b>	<b>2.986.621</b>
Gastos no deducibles e ingresos no computables:		
- De las sociedades individuales	(46.208)	(82.768)
- De los ajustes por consolidación	1.662	(2.391)
Resultado neto de las sociedades valoradas por el método de participación	(48.723)	(55.318)
<b>Resultado contable ajustado</b>	<b>3.654.192</b>	<b>2.846.144</b>
<b>Impuesto bruto calculado a la tasa impositiva vigente en cada país <sup>(a)</sup></b>	<b>1.030.738</b>	<b>815.730</b>
Deducciones de la cuota por reinversión de beneficios extraordinarios y otros créditos fiscales	(41.172)	(42.224)
Regularización del gasto por Impuesto sobre Sociedades de ejercicios anteriores <sup>(b)</sup>	(74.901)	9.791
Variación neta provisiones para litigios, indemnizaciones y similares y otras provisiones <sup>(c)</sup>	11.551	(123.852)
Ajuste a los impuestos diferidos activos y pasivos <sup>(d)</sup>	(82.682)	(216.319)
Impuestos asociados a beneficios no distribuidos	56.264	84.808
Otros	4.821	(842)
<b>(Ingreso) / Gasto devengado por Impuesto sobre Sociedades</b>	<b>904.619</b>	<b>527.092</b>

- (a) Las distintas sociedades extranjeras del Grupo Iberdrola calculan el gasto por Impuesto sobre Sociedades, así como las cuotas resultantes de los diferentes impuestos que les son de aplicación, de conformidad con sus correspondientes legislaciones, y de acuerdo con los tipos impositivos vigentes en cada país. Asimismo, las sociedades dependientes sometidas a la normativa fiscal del País Vasco aplican el tipo impositivo vigente en cada territorio histórico.
- (b) El principal importe (54.795 miles de euros) corresponde a la aplicación del criterio de imputación temporal de ingresos y gastos, derivado de la jurisprudencia del Tribunal Supremo, relacionados con las devoluciones, en ejecución de sentencia, de importes previamente ingresados por tributos y otros conceptos.
- (c) El importe registrado por este concepto en el ejercicio 2015 es debido, principalmente, a las reestimaciones realizadas por el Grupo IBERDROLA de la provisión necesaria para hacer frente al riesgo fiscal derivado de varias contingencias, tras las sentencias favorables recibidas en este periodo.
- (d) El ingreso del ejercicio 2016 recoge principalmente el efecto positivo derivado del recálculo de los impuestos anticipados y diferidos de las sociedades del Grupo en Reino Unido debido a la reducción de tipos del 18% al 17% (96.894 miles de euros) y el efecto negativo derivado de la aplicación en España del Real Decreto-ley 3/2016, de 2 de diciembre por el que se han regularizado impuestos diferidos activos por importe de 29.843 miles de euros. Asimismo durante el ejercicio 2016 se han registrado impuestos diferidos activos por importe de 38.083 miles de euros al haberse asegurado su recuperación.

Con carácter general, las sociedades del Grupo IBERDROLA en España mantienen abiertos a inspección fiscal los ejercicios 2013 y siguientes respecto de los principales impuestos a los que se hallan sujetas, con excepción del Impuesto sobre Sociedades que se encuentra abierto para los ejercicios 2012 y siguientes. No obstante, dicho plazo puede variar en el caso de sociedades integrantes del Grupo sometidas a otras normativas fiscales.

El 11 de marzo de 2014 se inició la comprobación general de los impuestos del Grupo Fiscal 2/86 por parte de la Agencia Estatal de Administración Tributaria. Los ejercicios e impuestos objeto de comprobación fueron el Impuesto sobre Sociedades de los ejercicios 2008 a 2011, el Impuesto sobre el Valor Añadido de los ejercicios 2010 y 2011, las retenciones sobre rendimientos del trabajo de mayo de 2009 a diciembre de 2011 y las retenciones sobre rendimientos del capital mobiliario y a cuenta de la imposición de no residentes de los ejercicios 2010 y 2011.

En diciembre de 2015, se incoaron actas con acuerdo y de disconformidad en relación con el Impuesto sobre Sociedades de los ejercicios 2008 a 2011 (actas específicas en materia de precios de transferencia), y de conformidad (con cuota cero) en materia de retenciones sobre rendimientos del trabajo a cuenta del IRPF, así como de retenciones sobre rendimientos del capital mobiliario y a cuenta de la imposición de no residentes.

En el primer semestre de 2016 se ha procedido a la firma de las actas de conformidad y de disconformidad en relación con el Impuesto sobre Sociedades, ejercicios 2008 a 2011 y con el Impuesto sobre el Valor Añadido, ejercicios 2010 y 2011, y se han recibido los correspondientes acuerdos de liquidación confirmatorios de las actas de disconformidad.

Los ajustes más relevantes incluidos en las actas de conformidad están relacionados con la inclusión de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN en el Grupo Fiscal 2/86, a efectos del Impuesto sobre Sociedades de los ejercicios 2008 y 2009, tras las Sentencias del Tribunal Supremo de Noviembre de 2014.

Los principales ajustes incluidos en los acuerdos de liquidación derivados de las actas de disconformidad firmadas durante el primer semestre de 2016 son los siguientes:

- Cuantificación del fondo de comercio financiero, susceptible de amortización fiscal, por la adquisición de SCOTTISH POWER.
- Presunta incompatibilidad de la exención por dividendos de SCOTTISH POWER con la deducibilidad de un ajuste negativo de valor de la cartera por cobertura de inversión neta.
- Diferencias en los criterios de consolidación fiscal.

Adicionalmente, en julio de 2016 la Comisión consultiva apreció la concurrencia en una operación de cambio de deudor en algunas emisiones de bonos, de las circunstancias establecidas en el artículo 15.1 de la Ley General Tributaria, lo que ha dado lugar a la firma, en el mes de septiembre, de nuevas actas para los ejercicios 2009, 2010 y 2011 que se han firmado en disconformidad.

Las actas con acuerdo y actas de conformidad han sido pagadas en el primer semestre de 2016, y de ellas no se ha derivado efecto patrimonial material alguno en el Estado consolidado del resultado, al estar los pasivos ya provisionados en las Cuentas anuales consolidadas de ejercicios anteriores.

Respecto a las actas de disconformidad y sus acuerdos de liquidación, el Grupo IBERDROLA considera que su actuación en los citados asuntos se encuentra amparada por interpretaciones razonables de la normativa aplicable, por lo que ha interpuesto en forma y plazo las correspondientes reclamaciones económico-administrativas ante el Tribunal Económico Administrativo Central, estando pendiente la notificación del plazo para formular alegaciones. La ejecución de las citadas liquidaciones se encuentra suspendida automáticamente al haberse aportado en garantía los avales bancarios necesarios.

Por último, en Enero de 2017 la propia Oficina Técnica de la Inspección ha declarado la improcedencia de las sanciones propuestas por la Inspección en los expedientes sancionadores abiertos en septiembre de 2016 en relación con las discrepancias relativas al fondo de comercio financiero de la compra de SCOTTISH POWER, al entender que la empresa había actuado en base a una interpretación razonable de la norma. No existen otros expedientes sancionadores en relación con esta comprobación general.

Los administradores del Grupo IBERDROLA y sus asesores fiscales estiman que no se producirán para el Grupo pasivos adicionales de consideración derivados de los acuerdos de liquidación confirmatorios de las actas de disconformidad, respecto de los ya registrados a 31 de diciembre de 2016 y 2015.

Adicionalmente a las actuaciones expuestas, se han producido en distintos momentos de tiempo, otras actuaciones inspectoras, tanto de las mismas como de otras autoridades fiscales, que han derivado en la incoación de actas de inspección a varias sociedades del Grupo, algunas de las cuales han sido firmadas en disconformidad y se encuentran recurridas. Los administradores del Grupo IBERDROLA y sus asesores fiscales estiman que los importes que se derivan de tales actuaciones o recursos no producirán pasivos adicionales de consideración respecto de los ya registrados.

## 29. ADMINISTRACIONES PÚBLICAS

La composición de las cuentas de Administraciones Públicas, “Activos/pasivos por impuestos corrientes” y “Otras cuentas a cobrar/pagar a Administraciones Públicas” del activo y del pasivo, respectivamente, de los Estados consolidados de situación financiera a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015
<b>Administraciones Públicas Deudoras</b>		
Hacienda Pública, deudora por Impuesto sobre Sociedades	503.403	411.322
Hacienda Pública, deudora por IVA	79.505	60.991
Hacienda Pública, retenciones y pagos a cuenta	44.046	80.935
Hacienda Pública, deudora por otros conceptos	19.828	124.714
<b>Total</b>	<b>646.782</b>	<b>677.962</b>
<b>Administraciones Públicas Acreedoras</b>		
Hacienda Pública, acreedora por Impuesto sobre Sociedades	237.123	250.361
Hacienda Pública, acreedora por IVA	103.463	129.263
Hacienda Pública, acreedora por retenciones practicadas	54.145	58.379
Hacienda Pública, acreedora por otros conceptos	736.408	791.057
Organismos de la Seguridad Social, acreedores	20.477	22.013
<b>Total</b>	<b>1.151.616</b>	<b>1.251.073</b>



**30. ACREEDORES COMERCIALES**

La composición de este epígrafe de los Estados consolidados de situación financiera a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015
Proveedores	3.284.406	3.680.479
Acreedores por prestación de servicios	1.799.671	1.447.580
Acreedores comerciales	223.011	237.470
Anticipos de clientes	183.546	211.619
<b>Total</b>	<b>5.490.634</b>	<b>5.577.148</b>

La mayoría de estas cuentas a pagar no devengan intereses.

**31. INFORMACIÓN SOBRE EL PERIODO MEDIO DE PAGO A PROVEEDORES. DISPOSICIÓN ADICIONAL TERCERA. "DEBER DE INFORMACIÓN" DE LA LEY 15/2010, DE 5 DE JULIO**

El desglose de la información requerida correspondiente a los ejercicios 2016 y 2015 es el siguiente:

	Número de días	
	2016	2015
Periodo medio de pago a proveedores	19	17
Ratio de operaciones pagadas	19	17
Ratio de operaciones pendientes de pago	24	31

Miles de euros	2016	2015
Total pagos realizados	11.886.390	13.581.910
Total pagos pendientes	313.897	189.151

La información incluida en la tabla anterior se ha elaborado de conformidad con la Ley 15/2010, de 5 de julio, de modificación de la Ley 3/2004, de 29 de diciembre, por la que se establecen medidas de lucha contra la morosidad en las operaciones comerciales y de acuerdo a la Resolución de 29 de enero de 2016, del Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas, sobre la información a incorporar en la memoria de las cuentas anuales en relación con los aplazamientos de pago a proveedores en operaciones comerciales. Las especificaciones con que se ha elaborado dicha información son las siguientes:

- Ratio de operaciones pagadas: importe en días resultante del cociente entre el sumatorio de los productos del importe de cada una de las operaciones pagadas y el número de días de pago y, en el denominador, el importe total de los pagos realizados en el ejercicio.
- Ratio de operaciones pendientes de pago: importe en días resultante del cociente entre el sumatorio de los productos del importe de la operación pendiente de pago y el número de días pendientes de pago y, en el denominador, el importe total de los pagos pendientes.
- Proveedores: acreedores comerciales incluidos en el pasivo corriente del Balance por deudas con suministradores de bienes o servicios.

- Quedan fuera del ámbito de información los proveedores de inmovilizado y los acreedores por arrendamiento financiero.
- Quedan fuera del ámbito de información las partidas correspondientes a tasas, cánones, indemnizaciones, etc. por no ser transacciones comerciales.
- La tabla sólo recoge la información correspondiente a entidades españolas incluidas en el conjunto consolidable una vez eliminados los créditos y débitos recíprocos de las empresas dependientes.

### 32. IMPORTE NETO DE LA CIFRA DE NEGOCIOS

El detalle de este epígrafe de los Estados consolidados del resultado de los ejercicios 2016 y 2015 es como sigue:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015 (Re-expresado Nota 2.c)
<b>Negocio Liberalizado</b>	<b>18.723.372</b>	<b>21.617.102</b>
España y Portugal	11.880.533	12.779.109
Reino Unido	5.468.329	7.561.795
América	1.614.685	1.590.303
Eliminaciones	(240.175)	(314.105)
<b>Negocio de Renovables</b>	<b>2.399.633</b>	<b>2.790.566</b>
España	777.243	764.541
Reino Unido	423.614	797.792
Estados Unidos	963.971	1.008.310
Resto del mundo	234.805	219.923
<b>Negocio de Redes</b>	<b>8.806.734</b>	<b>7.908.986</b>
España	2.049.676	1.965.023
Reino Unido	1.319.093	1.533.604
Estados Unidos	3.979.421	2.674.955
Brasil	1.458.544	1.735.404
<b>Otros negocios</b>	<b>753.608</b>	<b>870.293</b>
<b>Corporación y ajustes</b>	<b>(1.467.965)</b>	<b>(1.768.254)</b>
<b>Total</b>	<b>29.215.382</b>	<b>31.418.693</b>

### 33. CONTRATOS DE CONSTRUCCIÓN

Los importes acumulados correspondientes a los contratos no finalizados a 31 de diciembre de 2016 y 2015 son los siguientes:

Miles de euros	Ingreso acumulado reconocido como grado de avance desde el inicio del contrato	Importe facturado al cliente desde el inicio del contrato	Trabajo en curso a 31 de diciembre	Anticipos recibidos de clientes a 31 de diciembre
2016	5.747.300	5.537.079	293.789	83.568
2015	5.294.328	5.242.497	187.403	135.572

El importe registrado en el Estado consolidado de resultados correspondiente a los ejercicios 2016 y 2015 por estos contratos asciende a 500.168 y 616.523 miles de euros, respectivamente.

### 34. APROVISIONAMIENTOS

El desglose de este epígrafe de los Estados consolidados del resultado correspondientes a los ejercicios 2016 y 2015 es el siguiente:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015 (Re-expresado Nota 2.c)
<b>Negocio Liberalizado</b>	<b>14.089.368</b>	<b>16.773.518</b>
España y Portugal	8.809.080	9.807.741
Reino Unido	4.468.779	6.255.393
América	1.051.661	1.024.476
Eliminaciones	(240.152)	(314.092)
<b>Negocio de Renovables</b>	<b>220.132</b>	<b>429.720</b>
España	13.552	13.749
Reino Unido	38.466	225.889
Estados Unidos	161.636	185.738
Resto del Mundo	6.478	4.344
<b>Negocio de Redes</b>	<b>2.646.188</b>	<b>2.397.210</b>
España	21.496	13.345
Reino Unido	52.240	61.744
Estados Unidos	1.442.312	976.541
Brasil	1.130.140	1.345.580
<b>Otros negocios</b>	<b>647.272</b>	<b>635.279</b>
<b>Corporación y ajustes</b>	<b>(1.303.800)</b>	<b>(1.659.709)</b>
<b>Total</b>	<b>16.299.160</b>	<b>18.576.018</b>

### 35. GASTOS DE PERSONAL

La composición de este epígrafe de los Estados consolidados del resultado correspondientes a los ejercicios 2016 y 2015 es la siguiente:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015
Sueldos y salarios	1.850.773	1.779.783
Seguridad social a cargo de la empresa	253.741	252.244
Dotación a las provisiones para pensiones y obligaciones similares y aportaciones definidas al plan de pensiones externalizado (Notas 4.o y 23)	240.269	267.112
Atenciones estatutarias art. 48.1 (Nota 46)	17.000	17.000
Atenciones estatutarias art. 48.4	3.761	5.050
Otros gastos sociales	151.757	109.038
	<b>2.517.301</b>	<b>2.430.227</b>
Gastos de personal activados:		
Activos intangibles (Nota 8)	(31.073)	(28.939)
Propiedad, planta y equipo (Nota 4.d)	(600.795)	(468.194)
Combustible nuclear (Nota 16)	(958)	-
	<b>(632.826)</b>	<b>(497.133)</b>
<b>Total</b>	<b>1.884.475</b>	<b>1.933.094</b>

La plantilla media del Grupo IBERDROLA durante los ejercicios 2016 y 2015 ha ascendido a 28.389 y 27.169 empleados, de los cuales 6.721 y 6.257 son mujeres, respectivamente.

El número medio de empleados a nivel consolidado corresponde a la totalidad de los empleados en aquellas sociedades consolidadas por el método de integración global, así como a los empleados de las operaciones conjuntas determinado en base al porcentaje de participación en las mismas.

### 36. ARRENDAMIENTOS OPERATIVOS

El epígrafe “Servicios exteriores” de los Estados consolidados del resultado de los ejercicios 2016 y 2015 incluye 152.036 y 112.710 miles de euros, respectivamente, correspondientes a contratos de arrendamiento operativo. El total de los pagos futuros mínimos por arrendamientos operativos no cancelables vigentes a 31 de diciembre de 2016 se detalla a continuación:

Miles de euros	
2017	105.033
2018	92.853
2019	81.380
2020	76.289
2021	73.418
De 2022 en adelante	897.052
<b>Total</b>	<b>1.326.025</b>

Los contratos de arrendamiento de gran parte de los terrenos donde se encuentran ubicadas las instalaciones eólicas del Grupo IBERDROLA tienen cláusulas de renovación a su vencimiento y de cancelación anticipada. Los pagos desglosados en la tabla anterior corresponden al periodo de vida útil remanente de las instalaciones, así como al desembolso que supondría la cancelación del contrato al final de dicha vida útil.

Por otro lado, el Grupo IBERDROLA actúa como arrendador en determinados contratos de arrendamiento operativo que consisten fundamentalmente en el alquiler de inversiones inmobiliarias (Nota 9) y alquiler de fibra óptica.

El epígrafe “Importe neto de la cifra de negocios” de los Estados consolidados del resultado correspondiente a los ejercicios 2016 y 2015 incluye 60.782 y 55.580 miles de euros, respectivamente por estos conceptos, siendo la estimación de los cobros futuros mínimos por los contratos no cancelables vigentes a 31 de diciembre de 2016 la siguiente:

Miles de euros	
2017	54.097
2018	39.026
2019	38.001
2020	36.957
2021	35.429
De 2022 en adelante	47.958
<b>Total</b>	<b>251.468</b>

## 37. TRIBUTOS

El detalle de este epígrafe del Estado consolidado del resultado de los ejercicios 2016 y 2015 es el siguiente:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015 (Re-expresado Nota 2.c)
<b>Negocio Liberalizado</b>	<b>876.124</b>	<b>955.282</b>
España	756.767	780.622
Reino Unido	114.321	170.239
Estados Unidos y Canadá	2.905	3.079
Brasil	8	4
México	2.123	1.338
<b>Negocio Renovables</b>	<b>142.342</b>	<b>153.727</b>
España	79.581	92.872
Reino Unido	18.091	18.496
Estados Unidos	40.075	38.314
Resto	4.595	4.045
<b>Negocio Redes</b>	<b>638.025</b>	<b>498.904</b>
España	86.877	97.548
Reino Unido	103.170	112.577
Estados Unidos	446.619	288.124
Brasil	1.359	655
<b>Otros negocios</b>	<b>1.768</b>	<b>3.824</b>
<b>Corporación y ajustes</b>	<b>(121.529)</b>	<b>94.726</b>
<b>Total</b>	<b>1.536.730</b>	<b>1.706.463</b>

Con fecha 28 de diciembre de 2012 se publicó la Ley 15/2012, de medidas fiscales para la sostenibilidad del sector energético, que introduce las siguientes figuras tributarias, cuyo impacto ha sido contabilizado con cargo al epígrafe "Tributos" del Estado consolidado del resultado correspondiente a los ejercicios 2016 y 2015:

- Un impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que supone el pago del 7% del importe total que corresponda percibir al contribuyente por la producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica medida en barras de central durante el periodo impositivo. Este impuesto ha supuesto un gasto de 213.582 y 224.548 miles de euros en los ejercicios 2016 y 2015, respectivamente.
- Un impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado, cuyo coste ha supuesto en 2016 y 2015 un importe de 134.131 y 117.792 miles de euros, respectivamente.
- Un canon por la utilización de aguas continentales en la producción de energía eléctrica que supone, como regla general, el abono de un 22% del valor económico de la energía hidroeléctrica producida, cuyo importe en 2016 y 2015 ha ascendido a 132.162 y 110.228 miles de euros, respectivamente.
- Un céntimo verde, que grava los productos energéticos destinados a la producción de electricidad, que ha supuesto al Grupo IBERDROLA un coste de 45.492 y 51.758 miles de euros en 2016 y 2015, respectivamente, que han sido registrados en el epígrafe de "Aprovisionamientos" del Estado consolidado del resultado.

**38. AMORTIZACIONES Y PROVISIONES**

El desglose de este epígrafe de los Estados consolidados del resultado correspondientes a los ejercicios 2016 y 2015 es el siguiente:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015 Re-expresado (Nota 2.a)
Dotaciones para amortizaciones de activos tangibles:		
Propiedad, planta y equipo (Nota 10)	2.636.418	2.750.480
Inversiones inmobiliarias (Nota 9)	7.446	7.516
Dotaciones para amortizaciones de activos intangibles (Nota 8)	444.028	335.439
Dotaciones para deterioros y saneamientos de activos no financieros (Nota 12)	(38.937)	279.425
Variación de provisiones	204.751	195.248
<b>Total</b>	<b>3.253.706</b>	<b>3.568.108</b>

**39. BENEFICIOS Y PÉRDIDAS EN ENAJENACIÓN DE ACTIVOS NO CORRIENTES**

El desglose del epígrafe “Beneficios en enajenación de activos no corrientes” en los Estados consolidados del resultado de los ejercicios 2016 y 2015 es el siguiente:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015
Beneficio en la enajenación de activo intangible y propiedad, planta y equipo	6.482	16.996
Beneficio en la enajenación de participaciones en empresas	46.550	114.849
<b>Total</b>	<b>53.032</b>	<b>131.845</b>

El desglose del epígrafe “Pérdidas en enajenación de activos no corrientes” en los Estados consolidados del resultado de los ejercicios 2016 y 2015 es el siguiente:

Miles de euros	31.12.2016	31.12.2015
Pérdida en la enajenación de activo intangible y propiedad, planta y equipo	3.430	1.267
Pérdida en la enajenación de participaciones en empresas	1.456	5.508
<b>Total</b>	<b>4.886</b>	<b>6.775</b>

**Ejercicio 2016**

- En el primer semestre del 2016, el Grupo IBERDROLA ha vendido en Estados Unidos su participación en Iroquois Gas Transmission System, L.P. (participación minoritaria en una red local de gas) por un importe de 48.599 miles de euros, lo que ha supuesto una plusvalía bruta de 28.738 miles de euros que ha sido registrada en el epígrafe “Beneficios en enajenación de activos no corrientes” del Estado consolidado del resultado del ejercicio 2016.

- Durante el ejercicio 2015, el Grupo IBERDROLA recibió ofertas de varios compradores interesados en la adquisición de la participación del 50% en la sociedad Oceanic Center, S.L. A 31 de diciembre de 2015, dicha participación estaba clasificada dentro del epígrafe “Activos mantenidos para la enajenación” del Estado consolidado de situación financiera dado que se consideraba que su valor en libros se iba a recuperar a través de su venta. El 1 de junio de 2016 el Grupo IBERDROLA ha vendido la participación del 50% en la sociedad Oceanic Center, S.L. por un importe de 61.500 miles de euros, lo que ha supuesto una plusvalía bruta de 17.000 miles de euros que ha sido registrada en el epígrafe “Beneficios en enajenación de activos no corrientes” del Estado consolidado del resultado del ejercicio 2016.

### **Ejercicio 2015**

- Con fecha 27 de febrero de 2015 Iberdrola Energía, S.A.U. transmitió a NEOENERGIA la totalidad de la participación directa en las distribuidoras COELBA y COSERN. El precio de venta por las acciones de COELBA, representativas de un 8,50% de su capital social, ascendió a 532.101 miles de reales brasileños (equivalentes a 163.714 miles de euros). A su vez, el precio de venta por las acciones de COSERN, representativas de un 7,01% de su capital social, ascendió a 107.048 miles de reales brasileños (equivalentes a 32.936 miles de euros).

El cobro del importe de la venta de las acciones de COELBA y COSERN se aplazó hasta el día 26 de febrero de 2018, fecha en la que Iberdrola Energía, S.A.U. también recibirá el importe correspondiente a los intereses calculados a un tipo de interés del 12,19% anual (Nota 14).

La operación supuso una plusvalía bruta de 74.024 miles de euros que fue registrada en el epígrafe “Beneficios en enajenación de activos no corrientes” del Estado consolidado del resultado del ejercicio 2015.

- Por otro lado, con fecha 16 de noviembre 2015, el Grupo IBERDROLA firmó un contrato transaccional con el Gobierno plurinacional de Bolivia por el que se reconocía el pago de una indemnización a favor del Grupo por la nacionalización de la totalidad del paquete accionario en las empresas de las que era titular por importe de 31.862 miles de euros, que se encuentran registrados en el epígrafe “Beneficios en enajenación de activos no corrientes” del Estado consolidado del resultado del ejercicio 2015.

**40. INGRESO FINANCIERO**

El desglose del epígrafe “Ingreso financiero” de los Estados consolidados del resultado correspondientes a los ejercicios 2016 y 2015 es el siguiente:

<b>Miles de euros</b>	<b>31.12.2016</b>	<b>31.12.2015</b>
Ingresos de participaciones en capital	4.063	4.363
Otros intereses e ingresos financieros	131.374	205.647
Enajenación de la participación en Euskaltel, S.A. (Nota 13.b)	–	15.578
Otros intereses e ingresos financieros por créditos a empresas asociadas	27.474	28.231
Derivados no de cobertura e ineficacias (Nota 26)	168.332	62.771
Diferencias positivas en moneda extranjera de financiación	494.014	53.125
Otras diferencias positivas en moneda extranjera	123.124	116.283
Gastos financieros activados:		
Activo intangible (Nota 8)	15.500	13.034
Propiedad, planta y equipo (Nota 10)	93.770	81.749
Combustible nuclear (Nota 16)	2.465	4.204
Existencias inmobiliarias (Nota 17)	65	32
<b>Total</b>	<b>1.060.181</b>	<b>585.017</b>

**41. GASTO FINANCIERO**

El desglose del epígrafe “Gasto financiero” de los Estados consolidados del resultado correspondientes a los ejercicios 2016 y 2015 es el siguiente:

<b>Miles de euros</b>	<b>31.12.2016</b>	<b>31.12.2015</b>
Gastos financieros y gastos asimilados de financiación	1.027.798	1.090.097
Otros gastos financieros y gastos asimilados	102.355	95.380
Instrumentos de capital con características de pasivo financiero (Nota 21)	8.821	22.304
Derivados no de cobertura e ineficacias (Nota 26)	105.759	98.095
Diferencias negativas en moneda extranjera de financiación	486.295	62.068
Otras diferencias negativas en moneda extranjera	134.343	134.676
Actualización financiera de otras provisiones (Nota 24)	30.403	49.331
Actualización financiera de las provisiones para pensiones y obligaciones similares (Nota 23)	67.851	56.120
<b>Total</b>	<b>1.963.625</b>	<b>1.608.071</b>



## 42. COMBINACIONES DE NEGOCIOS

### Ejercicio 2016

El Grupo IBERDROLA no ha llevado a cabo ninguna combinación de negocios significativa en 2016.

### Ejercicio 2015

El 25 de febrero de 2015 los Consejos de Administración de IBERDROLA, de Iberdrola USA Inc. y de UIL Holdings Corporation (UIL) aprobaron los términos para integrar UIL en el Grupo IBERDROLA a través de su absorción por Green Merger Sub. Inc. (en adelante, GREEN MERGER SUB), una sociedad íntegramente participada por Iberdrola USA, Inc., sociedad que, como consecuencia de esta operación, ha pasado a denominarse Avangrid, Inc. (AVANGRID).

UIL era una sociedad estadounidense cuyas acciones venían cotizando en la Bolsa de Nueva York y la matriz de un grupo de sociedades dedicado principalmente al negocio regulado de transmisión y distribución de electricidad y gas en los estados de Connecticut y Massachusetts.

Este acuerdo contiene los términos usuales en este tipo de operaciones y su materialización estaba sujeta a las siguientes condiciones suspensivas:

- La aprobación de la operación por los accionistas de UIL titulares de la mayoría de su capital social.
- La obtención de las pertinentes autorizaciones regulatorias en los Estados Unidos de América a nivel estatal y federal.
- La admisión a cotización de las acciones de AVANGRID en la Bolsa de Nueva York.

Estas condiciones se cumplieron el 16 de diciembre de 2015. Con fecha 17 de diciembre de 2015 las acciones de AVANGRID comenzaron a cotizar en la Bolsa de Nueva York.

La operación se estructuró mediante la fusión de GREEN MERGER SUB (sociedad absorbente) y UIL (sociedad absorbida). Como consecuencia de la fusión, las acciones en circulación de UIL fueron canceladas y sus poseedores recibieron como contraprestación una acción de AVANGRID y 10,50 dólares estadounidenses en efectivo por acción (lo que representa un total en efectivo de 595 millones de dólares estadounidenses).

Como resultado de la operación, el capital social de AVANGRID quedó asignado en un 81,5% a IBERDROLA, mientras que los antiguos accionistas de UIL recibieron un 18,5%.

La contabilización de esta combinación de negocios en las Cuentas anuales consolidadas de 2015 fue realizada de manera provisional, dado que a fecha de formulación de las Cuentas anuales consolidadas aún no se había finalizado la valoración de los activos adquiridos y pasivos asumidos y que aún no había finalizado el plazo de doce meses desde la adquisición de UIL establecido por la NIIF 3 “Combinaciones de negocio”. En este sentido, la asignación del precio pagado por UIL al valor razonable de sus activos, pasivos y pasivos contingentes ha sido culminada en 2016.

El efecto que habría tenido la corrección de la información comparativa incluida en las Cuentas anuales consolidadas de 2015 como consecuencia de dicha asignación definitiva no sería significativo en relación a las mismas.

De cara a la contabilización de esta combinación de negocios, el Grupo IBERDROLA ha optado por valorar los intereses minoritarios en AVANGRID por la parte proporcional del valor razonable de sus activos y pasivos identificables.

El valor razonable definitivo de los activos y pasivos de UIL a 16 de diciembre de 2015 y su valor en libros a dicha fecha es el siguiente:

Miles de euros	Valor razonable a 16 de diciembre de 2015	Valor en libros a 16 de diciembre de 2015
Activos intangibles	2.996.548	366.592
Inmovilizado material	2.801.283	2.806.187
Inmovilizaciones financieras no corrientes	169.899	149.558
Impuestos diferidos activos	294.132	293.719
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar no corrientes	1.350	1.350
Existencias	60.788	60.788
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar corrientes	239.549	239.549
Inversiones financieras corrientes	11.012	11.012
Efectivo y otros medios equivalentes	43.217	43.217
	<b>6.617.778</b>	<b>3.971.972</b>

Miles de euros	Valor razonable a 16 de diciembre de 2015	Valor en libros a 16 de diciembre de 2015
Provisiones no corrientes	524.702	490.344
Deuda financiera no corriente	1.784.637	1.615.945
Otras cuentas a pagar no corrientes	12.336	12.336
Impuestos diferidos pasivos	1.617.063	573.822
Deuda financiera corriente	199.683	199.683
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar corrientes	311.134	311.134
	<b>4.449.555</b>	<b>3.203.264</b>
Activos netos	2.168.223	768.708
Fondo de comercio surgido en la adquisición (Nota 8)	447.352	
<b>Total coste de adquisición</b>	<b>2.615.575</b>	

Dado que las acciones de UIL venían siendo negociadas con liquidez en la Bolsa de Nueva York mientras que las de Iberdrola USA Inc. no cotizaban, el Grupo IBERDROLA calculó el coste de la combinación de negocios utilizando la cotización de UIL a la fecha de adquisición. Dicho coste, que ascendía a 2.615.575 miles de euros, se descompone de la siguiente manera:

Miles de euros	
Efectivo	541.389
Acciones de AVANGRID	2.074.186
<b>Total</b>	<b>2.615.575</b>

Los costes incurridos en la adquisición ascendieron a 33.459 miles de euros, que fueron registrados con cargo al epígrafe “Servicios exteriores” del Estado consolidado del resultado correspondiente al ejercicio 2015.

Como consecuencia de esta transacción, el epígrafe “Patrimonio neto - De accionistas minoritarios” del Estado consolidado de situación financiera de 2015 pasó a incluir el 18,5% del patrimonio de AVANGRID que se entregó a los accionistas de UIL a 16 de diciembre de 2015 por importe de 3.022.264 miles de euros. La diferencia entre la suma de este importe y los 541.389 miles de euros abonados en efectivo a los accionistas de UIL y el valor razonable de UIL a 16 de diciembre de 2015, diferencia que ascendía a 948.079 miles de euros, fue registrada con cargo a los epígrafes “Otras reservas”, “Reserva por revaluación de activos y pasivos no realizados” y “Diferencias de conversión” del Estado consolidado de situación financiera.

El cálculo de la salida de efectivo originada por la adquisición de UIL es el siguiente:

<b>Miles de euros</b>	
Efectivo y equivalentes existentes en UIL a 16 de diciembre de 2015	(43.217)
Efectivo abonado por AVANGRID	541.389
Otros gastos derivados de la adquisición	33.459
	<b>531.631</b>

La contribución de UIL al resultado neto consolidado del Grupo IBERDROLA del ejercicio 2015 desde el 16 de diciembre de 2015 ascendió a una pérdida de 19.727 miles de euros, aproximadamente. Si dicha adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2015, el incremento de la cifra neta de negocios consolidada y del resultado neto consolidado del ejercicio 2015 habría ascendido a 1.401.068 y 116.990 miles de euros, respectivamente.

El fondo de comercio resultante de esta combinación de negocios, que asciende a 447.352 miles de euros, se compone fundamentalmente de beneficios económicos futuros derivados de la propia actividad de UIL que no cumplen las condiciones establecidas para su reconocimiento contable en el momento de la combinación de negocios.

### 43. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES

Las sociedades del Grupo IBERDROLA son parte en ciertas disputas judiciales y extrajudiciales dentro del curso ordinario de sus actividades (disputas que pueden ser con proveedores, clientes, autoridades administrativas o fiscales, particulares, activistas medioambientales o empleados).

La opinión de los asesores legales del Grupo IBERDROLA es que el desenlace de estas disputas no afectará significativamente a su situación financiera-patrimonial.

Los principales litigios en que se encuentra incurso IBERDROLA o las empresas de su Grupo en España a fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas son los siguientes:

Pasivos contingentes

- a) Procedimiento Ordinario 62/2016 seguido ante el Juzgado de Primera Instancia nº 77 de Madrid instando acción declarativa de dominio en relación a la propiedad a favor de Iberdrola de la parcela nº1 del Expediente de Expropiación, sita en calle Gallur de Carabanchel, realizado por el Ayuntamiento de Madrid. Se pretende la declaración del reconocimiento de la propiedad del terreno a favor de Iberdrola y frente a quienes la perturban, por alegar disponer de un título sobre la misma finca; y a los efectos de poder obtener la entrega del justiprecio del expediente de expropiación forzosa, importe que se encuentra consignado a expensas de la resolución de la controversia sobre la propiedad litigiosa. Se formuló la demanda en fecha 30 de diciembre de 2015, y el procedimiento se encuentra en trámite de notificación de la demanda y contestación a la demanda. Los demandados son 18 copropietarios: 16 familiares Esquerdo con un total de 45,62 % de la finca, Prados del Este, S.L. el 50% y Comunidades Santa Ana, S.L., el 4,375 %. A fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas el procedimiento se encuentra en trámite de emplazamientos y contestaciones a la demanda. La cuantía asciende a 6.708 miles de euros.
- b) El Ayuntamiento de Lorca notifica a IBERDROLA DISTRIBUCIÓN liquidación provisional, en concepto de tasa por la realización de la actividad administrativa para la concesión de la licencia de actividad de la subestación transformadora de Carril. El importe de la liquidación asciende a 10,8 millones de euros. La cuantía de la liquidación resulta excesiva y desproporcionada toda vez que se supera el límite establecido por el coste real o previsible del servicio o actividad municipal o, en su defecto, el valor de la prestación recibida. Con fecha 12 de marzo de 2013 se interpone recurso de reposición, que es resuelto en fecha 12 de abril siguiente estimando parcialmente dicho recurso de reposición y emitiendo nueva liquidación por valor de 4 millones de euros más 748 miles de euros de intereses de demora. Contra esta resolución se interpuso recurso contencioso-administrativo ante el Juzgado de lo Contencioso-Administrativo nº 6 de Murcia. Se solicitó la suspensión del acto administrativo y el Juzgado dictó auto, de fecha 20 de noviembre de 2013, admitiendo la suspensión de la ejecución del acto impugnado siempre que se preste garantía por el importe de la liquidación ante la Administración demandada. El 20 de diciembre de 2013 se aportó ante el Ayuntamiento de Lorca aval bancario como garantía para la suspensión de la deuda tributaria impugnada. El Ayuntamiento de Lorca ha reintegrado el aval a Caixabank para su cancelación. En fecha 25 de febrero de 2014 Caixabank comunicó que había procedido a su cancelación ante la providencia de suspensión de la liquidación sin necesidad de garantía dictada por el Ayuntamiento. El Juzgado ha acordado acumular los procedimientos. El Juzgado está pendiente de dictar sentencia de Primera Instancia.
- c) Con fecha 16 de junio de 2014, la CNMC inició un expediente sancionador a IBERDROLA GENERACIÓN ESPAÑA por una pretendida manipulación fraudulenta tendente a alterar el precio de la energía en las unidades de generación hidráulica del Duero, Tajo y Sil en diciembre de 2013. El 30 de noviembre de 2015 se comunicó la sanción que asciende a 25 millones de euros. IBERDROLA GENERACIÓN ESPAÑA presentó recurso contencioso-administrativo ante la Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional, que ha sido admitido a trámite, habiéndose concedido también la suspensión de la ejecución de la sanción. El Grupo IBERDROLA considera que su actuación fue siempre correcta y ajustada a Derecho por lo que no ha dotado provisión alguna en el ejercicio.

- d) Demanda de Banco Mare Nostrum (BMN) contra IBERDROLA INMOBILIARIA en el Juzgado de Primera Instancia nº 14 de Madrid. Juicio Ordinario nº. 496/2014, al cual se han acumulado otros dos procedimientos judiciales más que se siguen en otro juzgado de Madrid y un juzgado de Murcia. Es una demanda de reclamación de cantidad solicitando la nulidad de la escritura de venta del 20% del proindiviso de las parcelas sitas en Cabo Cope, resolución de la escritura por carencia sobrevenida de objeto o imposible cumplimiento, devolución del precio, devolución de los pagarés entregados por BMN y daños y perjuicios, por un importe total de 18.447 miles de euros.

#### Activos contingentes

- a) IBERDROLA RENOVABLES ANDALUCIA, S.A (IBERANDA) presenta frente a Grupo GESA demanda de reclamación de cantidad con fecha 1 de marzo de 2016 por un total de 7.086 miles de euros (más los intereses que se devenguen hasta el completo pago), ante el Juzgado de Primera Instancia nº 11 de Madrid (Procedimiento Ordinario 265/2016). A su vez y con fecha 13 de julio de 2016, GRUPO GESA presentó escrito de contestación a la demanda y reconvenición, reclamando a IBERANDA el pago de 4.503 miles de euros, correspondientes a la prima de éxito dejada de abonar a GRUPO GESA por su colaboración en la tramitación, y concesión de megavatios a favor de IBERANDA en los concursos eólicos de Andalucía. Con fecha 19 de octubre de 2016, IBERANDA presentó escrito de contestación a la reconvenición presentada, oponiéndose a la misma al no haberse cumplido la condición necesaria para ello que era la obtención del acta de puesta en marcha definitiva de los distintos proyectos priorizados.
- b) El 9 de mayo de 2016, IBERDROLA presentó demanda contra BANKIA, S.A. reclamando los daños sufridos como consecuencia de la compra de acciones dentro de la Oferta Pública de Suscripción llevada a cabo por la entidad financiera en el año 2011. La decisión de suscribir acciones por parte de IBERDROLA se adoptó con base a la información que constaba en el folleto publicado al efecto por BANKIA, S.A. La información económica y financiera contenida en dicho folleto se ha revelado gravemente inexacta, incorrecta y falsa, y con omisiones relevantes por lo que IBERDROLA incurrió en un manifiesto error excusable e invalidante al formular las órdenes de suscripción de acciones.

El 7 de septiembre de 2016 se recibió la contestación a la demanda de BANKIA, S.A., y los días 2 y 5 de diciembre de 2016 se ha celebrado la audiencia previa en la que se ha propuesto la prueba por las partes y se ha fijado la fecha del juicio para los días 9 y 10 de marzo de 2017.

La cuantía reclamada por IBERDROLA, S.A. asciende a 12.400 miles de euros por pérdidas sufridas en dicha inversión.

- c) Con fecha 29 de abril de 2016, las sociedades IBERDROLA, Endesa, S.A., Mondragón Inversiones, S. Coop. y Kutxabank, S.A. interpusieron, ante el juzgado de Primera Instancia de Madrid, demanda civil conjunta contra International Cable, B.V. La demanda trae causa del contrato de compraventa de acciones de Euskaltel, S.A. de fecha 5 de octubre de 2012 entre las demandantes (en su condición de vendedoras) y la demandada (en su condición de compradora) en base al cual las sociedades demandantes reclaman que se condene a la demandada al pago a cada una de las demandantes del precio variable (earn-out) acordado en el contrato de compraventa. En particular, la cantidad reclamada por IBERDROLA asciende a la cantidad de 9.080 miles de euros (al que se debería agregar las cuantías correspondientes a intereses legales y costas). El 24 de noviembre de 2016 se recibió la contestación a la demanda y la audiencia previa está fijada para el 27 de junio de 2017.

Los recursos interpuestos por el Grupo IBERDROLA en materia regulatoria tienen por objeto la impugnación de disposiciones de carácter general y cuantía indeterminada que afectan al marco regulatorio y retributivo de las empresas. Por lo tanto, afectan a disposiciones normativas vigentes en el momento de su impugnación.

No existe riesgo patrimonial para IBERDROLA respecto a los recursos interpuestos contra disposiciones generales dictadas en materia energética porque los efectos económicos derivados de las disposiciones impugnadas se aplican desde su entrada en vigor. La estimación de los recursos interpuestos por terceras empresas tiene un alcance económico limitado en la medida que obligarían a la modificación del marco regulatorio y en su caso la devolución de cantidades.

Con relación a los recursos interpuestos por IBERDROLA contra diversas disposiciones regulatorias, se destacan los siguientes:

- a) Se encuentran recurridas por Iberdrola Generación, S.A.U. (IBERDROLA GENERACIÓN) y Tarragona Power, S.L. ante la Audiencia Nacional las órdenes ministeriales ITC/2844/2011, e IET/2599/2012, por las que se regulan las transferencias de fondos para los años 2011 y 2012 al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. La Sala de lo Contencioso de la Audiencia Nacional ha decidido plantear la cuestión de inconstitucionalidad de los Planes de Ahorro por posible conculcación del derecho de igualdad. Ambos recursos se encuentran pendientes de que el Tribunal Constitucional se pronuncie sobre la constitucionalidad de la Disposición Adicional 3 del Real Decreto-ley 14/2010. El Tribunal Constitucional ha dictado sentencia el 6 de octubre de 2016 desestimando la cuestión de inconstitucionalidad, por lo que los autos volverán a la Audiencia Nacional que deberá decidir sobre el fondo de la cuestión.

IBERDROLA considera que existe un activo contingente correspondiente a los periodos recurridos y pendientes de sentencia. El Estado consolidado del resultado del ejercicio 2016 no incluye ingreso alguno por estos periodos, ingreso que ascendería a 210.422 miles de euros.

- b) Por otro lado, con fecha 29 de enero de 2014 se interpuso recurso contencioso administrativo por IBERDROLA GENERACIÓN y Tarragona Power, S.L. contra la Orden IET/75/2014, de 27 de enero, por la que se regulan las transferencias de fondos, con cargo a las empresas productoras de energía eléctrica, de la cuenta específica de la CNMC al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, en el año 2013, para la ejecución de las medidas del Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020, y los criterios para la ejecución de las medidas contempladas en dicho plan. Al igual que el anterior, el Tribunal Constitucional ha dictado sentencia el 6 de octubre de 2016 desestimando la cuestión de inconstitucionalidad, por lo que los autos volverán a la Audiencia Nacional que deberá decidir sobre el fondo de la cuestión.

IBERDROLA considera que existe un activo contingente correspondiente a los periodos recurridos y pendientes de sentencia. El Estado consolidado del resultado del ejercicio 2016 no incluye ingreso alguno por estos periodos, ingreso que ascendería a 56.357 miles de euros.

- c) IBERDROLA RENOVABLES ENERGÍA, S.A.U. (IRE) interpuso recurso contencioso-administrativo ante el Tribunal Supremo contra el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, así como frente a la Orden Ministerial 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 renovables, cogeneración y residuos. Se ha procedido a la acumulación de la impugnación de ambas disposiciones en un solo recurso, dado que la Orden de Parámetros se aprueba en ejecución del Real Decreto 413/2014, y las dos normas conforman el nuevo escenario reglamentario que rige para las instalaciones de producción de electricidad a partir de fuentes de energías renovables. Con fecha 1 de julio de 2016 el Tribunal Supremo dictó sentencia desestimatoria con 3 votos particulares. Considera que el nuevo marco retributivo no supone un ejercicio de retroactividad prohibida, porque lo que hace es tener en cuenta la rentabilidad razonable obtenida por la instalación durante todo el período de su vida útil, aunque ello suponga revisar las retribuciones pasadas. Tampoco entiende que se hayan vulnerado los principios de seguridad jurídica y confianza legítima, toda vez que nadie podía considerar que el marco retributivo anterior fuera inmodificable.

Iniciada la vía del recurso de amparo ante el Tribunal Constitucional, el 2 de septiembre de 2016 se ha formalizado el incidente de nulidad ante Tribunal Supremo. Con fecha 26 de octubre de 2016 se ha recibido auto desestimatorio del incidente de nulidad de actuaciones planteado por IRE. Presentados sendos recursos de amparo en representación de Energyworks Carballo y Energyworks Cartagena, con fecha 29 de noviembre y 2 de diciembre de 2016, respectivamente. Con fecha 5 de diciembre de 2016 se ha presentado el recurso de amparo en representación de IRE.

- d) Recurso de amparo de IBERDROLA ante el Tribunal Constitucional, contra la sentencia dictada por el Tribunal Supremo, que inadmitió el recurso interpuesto contra la liquidación 14/2011 de la CNE (se cuestiona si la liquidación provisional es o no acto de trámite). Con fecha 6 de julio de 2015 se dictó providencia del Tribunal Constitucional, por la que se acuerda admitir a trámite el recurso de amparo. La providencia señala que el asunto suscitado trasciende del caso concreto porque plantea una cuestión jurídica de relevante y general repercusión social o económica. El 30 de septiembre de 2015 se presentaron alegaciones.
- e) Iberdrola Energía Solar de Puertollano S.A. (IESP) ha interpuesto con fecha 14 de marzo de 2016 recurso contencioso-administrativo frente a resolución de la CNMC, de fecha 14 de enero de 2016, por la que se aprueba la liquidación definitiva de las primas equivalentes, las primas, incentivos y complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología solar termoeléctrica correspondiente a los ejercicios 2009, 2010 y 2011 por importe de 12.319 miles de euros que la CNMC consideraba debía devolverse por entender que se habían sobrepasado los umbrales máximos de utilización de gas permitidos por la normativa y presuponer que una parte de la energía volcada al sistema se había generado no con fuente solar sino con gas. Con fecha 13 de junio de 2016, la Audiencia Nacional acordó la adopción de la medida cautelar solicitada por IESP, para lo cual, y con fecha 6 de septiembre de 2016, se presentó aval suficiente. Con fecha 7 de noviembre de 2016 se ha formalizado la demanda, acompañándola de los informes periciales preparados por NERA, Técnicas Reunidas (fabricante del generador de Vapor) y Fundación para el Fomento de la Innovación Industrial. La contestación del Abogado del Estado a la demanda de LIBERSOL se ha notificado con fecha 15 de febrero y a fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas se está procediendo a su análisis.

- f) Recurso contencioso-administrativo interpuesto por IBERDROLA ESPAÑA ante el Tribunal Supremo contra la Orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015. El 28 de octubre de 2016 quedaron las actuaciones pendientes de señalar para votación y fallo.
- g) Recurso contencioso-administrativo interpuesto por IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ante la Audiencia Nacional, contra la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, de fecha 2 de junio de 2015, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para el tratamiento de los datos procedentes de los equipos de medida tipo 5 a efectos de facturación y de la liquidación de la energía. Tras la ratificación del informe pericial, el 2 de febrero de 2017 se presentaron las conclusiones de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN, estando a la espera de recibir las conclusiones del Abogado del Estado y la parte codemandada Red Eléctrica.
- h) Recurso contencioso administrativo ante el Tribunal Supremo, interpuesto por IBERDROLA DISTRIBUCIÓN, contra la liquidación definitiva de las actividades reguladas del sector eléctrico, correspondiente al ejercicio 2011, aprobada el 5 de noviembre de 2015 por la CNMC y notificada a IBERDROLA DISTRIBUCIÓN el día 11 del mismo mes y contra la desestimación presunta por silencio administrativo, tanto del recurso extraordinario de revisión como de la solicitud de revisión de oficio interpuestos contra el artículo 5 de la Orden IEET/107/2014 del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. El 23 de noviembre de 2016 se ha solicitado la ampliación del recurso a la desestimación expresa por la que se inadmite el recurso extraordinario de revisión.
- i) Recurso contencioso administrativo, interpuesto por IBERDROLA ESPAÑA, ante la Audiencia Nacional, contra la liquidación definitiva de las actividades reguladas del sector eléctrico correspondiente al ejercicio 2014, aprobada el día 24 de noviembre de 2015 por la CNMC. El 5 de octubre de 2016 se tiene por formalizada la demanda y se da traslado del expediente al Abogado del Estado para que conteste.
- j) Recurso contencioso administrativo, interpuesto por IBERDROLA ESPAÑA, ante el Tribunal Supremo, contra la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. El 9 de enero de 2016 se tiene por formalizada la demanda y se da traslado del expediente al Abogado del Estado para que conteste.
- k) Recurso de casación interpuesto por IBERDROLA ante el Tribunal Supremo contra sentencia emitida por la Audiencia Nacional en el recurso nº 143/2014, interpuesto (anteriormente nº 1156/2013, ante el Tribunal Superior de Justicia de Madrid), contra la Resolución de 17 de mayo de 2013, de la Comisión Interministerial para la supervisión del proceso de titulación del déficit del Sistema Eléctrico, por la que se acuerda la inadmisión del recurso de reposición interpuesto por IBERDROLA contra la resolución de la misma Comisión de 26 de noviembre de 2012, por la que se declara la concurrencia de condiciones excepcionales en los mercados a efectos del artículo 5.2 del Real Decreto 437/2010, de 9 de abril. El 24 de noviembre de 2016 el abogado del Estado se opone al recurso de casación de IBERDROLA.
- l) Incidente de ejecución interpuesto por IBERDROLA GENERACIÓN ante la Audiencia Nacional, de la sentencia de 8 de octubre de 2014 recaída en el recurso contencioso instado por IBERDROLA GENERACIÓN contra la resolución de la CNE de 24 de abril de 2008. El 21 de noviembre de 2016 se tiene por interpuesto incidente de ejecución contra la sentencia por considerar que el cálculo de los intereses correspondiente a la minoración de derechos de 2006 efectuado por la CNMC es incorrecto y no se ajusta al fallo y a la doctrina jurisprudencial.



Entre los litigios regulatorios interpuestos por terceros que podrían afectar al marco retributivo y patrimonial del Grupo IBERDROLA no existen recursos destacables por su importancia.

Respecto a los procedimientos judiciales en materia fiscal los litigios más significativos son los siguientes:

- a) En relación con los tributos estatales, y en particular con los nuevos impuestos eléctricos creados por la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, se han impugnado las órdenes (estatales y autonómicas de las Comunidades Autónomas del País Vasco y Navarra) por las que se aprueban los modelos de autoliquidación del Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica y de los Impuestos sobre la producción y el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos. El Tribunal Supremo emitió autos acordando plantear cuestión de inconstitucionalidad. El Tribunal Constitucional inadmite a trámite la cuestión de inconstitucionalidad, encontrándose las actuaciones pendientes para votación y fallo.
- b) Se ha recurrido el Real Decreto 198/2015, de 23 de marzo, por el que se desarrolla el artículo 112 bis, del Texto Refundido de la Ley de Aguas y se regula el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica en las demarcaciones intercomunitarias, publicado en el Boletín Oficial del Estado número 72, de 25 de marzo de 2015. El Tribunal Supremo ha emitido auto acordando su competencia, encontrándose las actuaciones pendientes de señalamiento para votación y fallo.
- c) En relación con la ecotasa de Extremadura, se recurrieron las liquidaciones correspondientes al periodo 2006-2014, 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. El Tribunal Constitucional emitió sentencia, de fecha 16 de febrero de 2015, estimando la cuestión de inconstitucionalidad planteada por el Tribunal Supremo. Se han emitido sentencias firmes correspondientes a los ejercicios 2006, 2007, 2008 y 2009 de IBERDROLA GENERACIÓN. El Tribunal Superior de Justicia de Extremadura ha acordado plantear al Tribunal Constitucional nueva cuestión de inconstitucionalidad en el procedimiento interpuesto contra la liquidación del ejercicio de 2012 de IBERDROLA GENERACIÓN NUCLEAR. El Tribunal Superior de Justicia de Extremadura está emitiendo providencias acordando mantener la suspensión de los procesos, a partir del ejercicio 2010, hasta que el Tribunal Constitucional se pronuncie.

Tras las sentencias favorables, IBERDROLA considera que existe un activo contingente correspondiente a los periodos recurridos y pendientes de sentencia. El Estado consolidado del resultado a 31 de diciembre de 2016 y 2015 no incluyen ingreso alguno por estos periodos, ingreso que ascendería a 319 millones de euros.

- d) En cuanto al Impuesto sobre el daño medioambiental causado por determinados usos y aprovechamientos del agua embalsada, creado por la Ley del Parlamento de Galicia 15/2008, de 19 de diciembre, han sido recurridas por IBERDROLA GENERACIÓN las liquidaciones pagadas referidas a los ejercicios 2009, 2010, 2011 y 2012 giradas al amparo de dicha Ley, con fundamento en su posible inconstitucionalidad. El Tribunal Superior de Justicia de Galicia ha emitido sentencias firmes en los ejercicios 2009, 2010 y 2012. Se han recurrido en casación las liquidaciones del ejercicio 2011. El Tribunal Supremo inadmite el recurso por insuficiencia de la cuantía, dado que la única razón por la que se interpuso fue un error en el pie de recurso de la sentencia del Tribunal Superior de Justicia de Galicia, tuvimos acceso a la casación en un impuesto en el que nos estaba vedado. Contra los acuerdos de liquidación derivados de las Actas de Disconformidad, en relación con el impuesto sobre el daño medioambiental causado por determinados usos y aprovechamientos de aguas embalsadas correspondientes a los aprovechamientos hidráulicos, ejercicios 2009, 2010, 2011 y 2012 se han interpuesto recursos contencioso-administrativos. El Tribunal Superior de Justicia de Galicia ha estimado en parte nuestros recursos en cuanto a las sanciones, no así en las liquidaciones dictadas por la Hacienda gallega, por discrepancias en el cálculo de la base imponible. En concreto el importe anulado asciende a 1.725 miles de euros, si bien hay que tener en cuenta que se encuentran en vía administrativa las liquidaciones y sanciones correspondientes a los ejercicios 2013-2015, siendo la cuantía de las sanciones, que previsiblemente serán anuladas, de 1.011 miles de euros, lo que suma en total 2.736 miles de euros.

Las Rectificaciones Censales correspondientes a los aprovechamientos hidráulicos de Galicia están recurridas ante el Tribunal Superior de Justicia de Galicia, encontrándose en diferentes estados procesales.

- e) Se han recurrido las autoliquidaciones giradas como consecuencia de los diferentes cánones eólicos desarrollados por las Comunidades Autónomas de Castilla La Mancha, Galicia y Castilla y León, el impuesto sobre instalaciones que incidan en el medio ambiente de Murcia y Valencia, el impuesto sobre el impacto visual producido por los elementos y suministro de energía eléctrica y elementos fijos de redes de comunicaciones de La Rioja, y el impuesto sobre eliminación de residuos en vertederos de Castilla y León. También se han recurrido las disposiciones de desarrollo del impuesto sobre la producción de energía eléctrica de origen nuclear en Cataluña.

En el canon eólico de la Comunidad Autónoma de Castilla La Mancha, el Tribunal Superior de Justicia planteó cuestión prejudicial ante el Tribunal de Justicia de la Unión Europea y cuestión de inconstitucionalidad ante el Tribunal Constitucional. El Tribunal Constitucional ha emitido autos acordando inadmitir a trámite la cuestión de inconstitucionalidad. Las actuaciones continúan en suspenso a la espera de resolución a dictar por el Tribunal de Justicia de la Unión Europea respecto a la cuestión prejudicial igualmente planteada.

- f) Se ha recurrido la resolución del Tribunal Económico Administrativo Central, de fecha 5 de marzo de 2015, dictada en las Reclamaciones Económico Administrativas 00/00317/2005, interpuesta contra la resolución de fecha 4 de noviembre de 2004 dictada por la Oficina Nacional del Inspección de la Agencia estatal de la Administración Tributaria, contra el acuerdo de liquidación provisional de la Oficina Nacional de Inspección, relativo al Impuesto sobre Sociedades, Régimen de Tributación Consolidada, ejercicio 2002, y 00/05607/2013, interpuesta contra la resolución de fecha 6 de septiembre de 2013 dictada por la Delegación Central de Grandes Contribuyentes, que desestima el recurso de reposición interpuesto contra el acuerdo de liquidación definitivo de la Delegación Central de Grandes Contribuyentes, relativo al Impuesto sobre Sociedades Régimen de Tributación Consolidada, ejercicio 2002. El procedimiento se encuentra pendiente de señalamiento para votación y fallo.

Los principales litigios en que se encuentra incurso IBERDROLA o las empresas de su Grupo en el extranjero a fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas son los siguientes:

#### Pasivos contingentes

- a) Existen ocho procedimientos (uno administrativo y siete civiles) en los que está involucrada IBERDROLA en relación con la formulación el 1 de julio de 2008 por parte de IBERDROLA RENOVABLES, S.A. de una oferta pública de adquisición voluntaria de las acciones ordinarias y preferentes de la sociedad participada griega C. ROKAS, S.A. Con motivo de la fusión por absorción de IBERDROLA RENOVABLES, S.A. por IBERDROLA, esta última se subrogó en todos los derechos y obligaciones de la primera, incluyendo los derivados de los procedimientos a los que hacemos referencia. El procedimiento administrativo es un recurso de casación contra la sanción impuesta por la Comisión del Mercado de Valores griega (HCMC) a IBERDROLA RENOVABLES, S.A. en el marco de la formulación de la OPA voluntaria en 2008. La vista para resolver dicho recurso de casación se celebró el 19 de mayo de 2015. Si bien se previó que la sentencia pudiera ser conocida a mediados del año 2016 actualmente no hay información disponible que permita predecir cuándo se resolverá el referido recurso.

Las restantes demandas civiles (siete) han sido presentadas por accionistas de C. ROKAS, S.A. y consisten en la reclamación de daños equivalentes a la diferencia entre el precio al que IBERDROLA RENOVABLES, S.A. lanzó la OPA (16 euros por acción ordinaria y 11 euros por acción preferente), precio que fue autorizado por la HCMC, y el precio que dichos accionistas estiman que era el precedente (21,75 euros por acción ordinaria y 21,50 euros por acción preferente).

El 14 de octubre de 2014 IBERDROLA tuvo conocimiento de la sentencia dictada respecto a tres de las demandas civiles, que se habían acumulado en un solo procedimiento. Dicha sentencia es desfavorable y condena a IBERDROLA al pago de 10,9 millones de euros más intereses (que a fecha 24 de octubre de 2014 ascendían a 4,1 millones de euros), de los cuales 0,632 millones de euros (más intereses) son responsabilidad única de IBERDROLA, mientras que el resto del importe de la condena debe ser satisfecho solidariamente por IBERDROLA, Christos Rokas y Georgios Rokas. IBERDROLA no tendrá que hacer frente a las costas de los demandantes en este procedimiento. IBERDROLA ha interpuesto el correspondiente recurso de apelación contra dicha sentencia habiéndose fijado inicialmente la vista para resolver sobre el mismo el 12 de noviembre de 2015. No obstante, dicha vista finalmente se celebró el 6 de octubre de 2016. La sentencia que resuelva sobre el recurso de apelación se prevé que se dicte en un plazo entre 4 a 10 meses (o incluso más) desde la celebración de la vista.

En relación con dos de los tres procedimientos acumulados, el Tribunal ha dictado sentencia firme con fecha 26 de marzo de 2015, desestimando la solicitud de IBERDROLA de suspender cautelarmente la ejecución provisional de la sentencia de 14 de octubre de 2014 y confirmando la ejecución provisional de la sentencia, condenando a IBERDROLA a pagar 420 miles de euros (300 y 120 miles de euros, respectivamente), así como 300 euros en concepto de costas procesales. En mayo de 2015 IBERDROLA procedió a abonar dichas cantidades (en total 420 miles de euros) a los demandantes los cuales, a cambio, procedieron a devolver las garantías (avales) otorgadas por IBERDROLA. En lo que se refiere al tercer procedimiento de los acumulados (Demanda Colectiva *Litsa* y otros), IBERDROLA desistió de su solicitud de suspensión al haber alcanzado un acuerdo con los demandantes en virtud del cual IBERDROLA ha otorgado una garantía bancaria a primer requerimiento a favor de los citados demandantes por un importe total de 12,7 millones de euros que sólo podrá ser ejecutada si recae sentencia desfavorable a IBERDROLA en el recurso de apelación referido. Asimismo, el 23 de septiembre de 2015 los demandantes de este tercer procedimiento (Demanda Colectiva *Litsa* y otros) interpusieron una nueva demanda en la que reclaman la capitalización de los intereses devengados y no pagados en relación con la sentencia dictada el 14 de octubre de 2014. El importe total de los intereses capitalizados reclamados por los demandantes asciende a 824 miles de euros, importe calculado desde la fecha en que esta demanda fue notificada (23 de septiembre de 2015) hasta la fecha prevista para la vista de esta nueva demanda (fijada para el 21 de septiembre de 2017) y tomando como consideración el tipo vigente en Grecia (9,30%). La cifra reclamada es orientativa debido a que el tipo de interés es susceptible de variar y depende de la fecha en la que finalmente tenga lugar la vista.

Los restantes tres procedimientos civiles se encuentran en fase preliminar, por lo que es difícil precisar cuándo serán resueltos, dadas las circunstancias de los juzgados y tribunales de ese país. A fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas, la vista oral para dos de los procedimientos está fijada para los días 2 de marzo de 2017 y 8 de noviembre de 2017. La vista oral del tercer procedimiento se celebró el 18 de enero de 2017 y se espera que la sentencia se dicte en un plazo de entre seis meses y un año desde la fecha de celebración de la vista.

El importe total reclamado en la actualidad (excluyendo el procedimiento en el que ha recaído sentencia firme favorable a IBERDROLA), tras la reducción de las cantidades reclamadas, principalmente en concepto de daños morales, ha quedado fijado alrededor de 15,5 millones de euros, al que se deberían agregar las cuantías correspondientes a intereses legales y costas, en su caso.

- b) Existen diversas reclamaciones laborales, civiles y fiscales interpuestas en Brasil a ELEKTRO y a diversas empresas del Grupo NEOENERGIA. El Grupo IBERDROLA considera que las posibilidades de perder estas reclamaciones son reducidas y que su importe no sería significativo.

- c) Procedimiento arbitral ante la Cámara de Comercio Internacional iniciado por el consorcio comprador (liderado por EDF) de 30 parques eólicos pertenecientes a Iberdrola Renovables Energía, S.A. en Francia, a través de su filial francesa. La venta se formalizó en mayo de 2013 y la base de la reclamación es el pretendido incumplimiento por parte de Iberdrola de las declaraciones y garantías contenidas en el contrato, en lo relativo al cumplimiento de los niveles máximos de ruido permitidos por la legislación francesa. En enero de 2016 el consorcio comprador ha presentado solicitud de arbitraje y en julio de 2016 las partes han acordado los términos de referencia del arbitraje y el calendario de actuaciones (cuatro meses para la presentación de la demanda, cuatro meses para la contestación, tres meses para réplica y tres meses para dúplica). Se ha recibido ya la demanda de arbitraje, fijando la cuantía reclamada en 52.000 miles de euros, revisables (frente a la inicial reclamada de 78,4 millones de euros), en la que se mantiene la línea argumental esgrimida desde el principio, basando su reclamación en el Incumplimiento de IBERDROLA de las declaraciones y garantías del contrato, así como en el incumplimiento de los niveles de ruido permitidos por la legislación francesa.
- d) Diversas filiales de AVANGRID han recibido reclamaciones de la Agencia de Protección Medioambiental de Estados Unidos por incumplimientos en materia medioambiental. El Grupo IBERDROLA considera que las posibilidades de perder estas reclamaciones son reducidas y que su importe no sería significativo. Por otro lado, AVANGRID ha iniciado acciones legales contra los anteriores propietarios de determinados emplazamientos con objeto de recuperar los costes de restauración medioambiental a los que ha tenido que hacer frente. El Grupo IBERDROLA no ha registrado un derecho de cobro por este concepto ya que no se cumplen las condiciones exigidas por la normativa contable para su registro.
- e) El desarrollo normal de la actividad de construcción de instalaciones para terceros incluye la finalización de los proyectos, una fase de negociación y cierre amistoso de estos en los que se discuten aspectos de diferente naturaleza, pudiendo dar lugar a reclamaciones a favor y en contra del Grupo IBERDROLA. En el ejercicio 2015 el consorcio del que forma parte Iberdrola Ingeniería y Construcción, S.A.U. (IBERDROLA INGENIERÍA) para la construcción de un proyecto de ciclo combinado en Argelia tenía abierta una reclamación interpuesta ante el cliente por importe de 240 millones de euros y una reclamación recibida por el consorcio por importe de 250 millones de euros en relación con el retraso y los extra costes derivados de la ejecución del proyecto. Con fecha 28 de septiembre de 2016, el consorcio y el cliente llegaron a un acuerdo de principios para el cierre de las reclamaciones recíprocas por el que el consorcio se obliga a pagar al cliente una compensación económica.
- f) En octubre de 2016, el subcontratista de obra civil de un proyecto en Canadá, presentó demanda arbitral contra IBERDROLA INGENIERÍA por importe de 13.660 miles de dólares canadienses más intereses y costas, por trabajos ejecutados, sobrecostes y retrasos provocados en la ejecución de los trabajos. IBERDROLA INGENIERÍA presentó su contestación en noviembre de 2016 rechazando íntegramente la demanda, que se considera infundada, e incluyendo reconvencción por un valor aproximado de 14.954 miles de dólares canadienses.
- g) Asimismo, en noviembre de 2016, el subcontratista del montaje del sistema de gestión del combustible de un proyecto en Canadá, presentó solicitud de arbitraje en reclamación de aproximadamente 5.631 miles de dólares canadienses por interferencias y retrasos ocasionados por IBERDROLA INGENIERÍA, que ha rechazado la demanda y ha presentado una reconvencción contra el subcontratista por retraso y otros incumplimientos, valorados aproximadamente en 5.296 miles de dólares canadienses.

- h) En el Tribunal Regional de São Paulo se sigue acción rescisoria interpuesta por ELEKTRO para anular la decisión del mismo Tribunal de no exceptuar a la compañía del pago de las tasas de uso de los arcenes de las autopistas para la colocación del tendido eléctrico. El importe estimado como debido por las tasas actualizado al año 2016 asciende a cerca de 30 millones de euros y el éxito de ELEKTRO en las demandas es posible según sus expertos legales responsables por los litigios. El resultado de la acción es incierto ya que se trata de un conflicto entre regulaciones sectoriales: la energética determina que el uso del arcén será libre de cargo para las distribuidoras y la de transportes establece una tasa anual por los derechos de uso de la misma. Independientemente de ello, algunas concesionarias han iniciado el cobro de sus débitos y ELEKTRO. A lo largo de 2016 el Tribunal Supremo decidió que el plazo de prescripción para las deudas de los concesionarios de servicios públicos es de solo cinco años, traduciéndose en una rebaja considerable de la posible deuda de ELEKTRO en caso de pérdida en la justicia. Además, el pasado diciembre ELEKTRO obtuvo por primera vez una importante decisión favorable en el mismo Tribunal de São Paulo, que por primera vez ha examinado el mérito, creciendo la posibilidad de éxito final. Por otra parte hay indicios de que el regulador eléctrico ANEEL admitiría el traspaso a la tarifa de esos importes caso que tuvieran que llegar a pagarse definitivamente.
- i) Reclamación de la Comisión de Servicios Públicos de California: En 2002, recién finalizada la crisis energética sufrida por el estado de California, la Comisión de Servicios Públicos de California y la Junta de Supervisión de Electricidad de California (por sus siglas en inglés, CPUC y CEOP, respectivamente) presentaron ante FERC una reclamación contra diversas compañías productoras de electricidad, alegando que éstas habían incurrido en una manipulación de mercado y que los precios fijados en los contratos de compraventa de energía eran “injustos e irrazonables” por lo que exigían que se modificaran dichos contratos.

FERC rechazó esta reclamación y tras una revisión por parte de los tribunales de California, el Tribunal Supremo ordenó a FERC que revisara el asunto, permaneciendo el caso inactivo desde el año 2008.

En el año 2014, a instancias de la Comisión de Servicios Públicos de California, FERC reactivó el caso y nombró a un juez instructor que en abril de 2016 ha emitido una decisión inicial en la que descarta que por parte del Grupo IBERDROLA hubiera existido una manipulación de mercado, pero que, en cambio, considera que su contrato de compraventa de energía recogía unos precios excesivos que perjudicaron al consumidor final, estimando dichos daños en la cantidad de 258 millones de dólares estadounidenses más intereses. Esta recomendación no es vinculante para FERC.

AVANGRID presentó su escrito de alegaciones a finales de mayo y ha presentado su escrito de conclusiones el 27 de junio de 2016. La opinión del equipo técnico de la FERC ha sido favorable, ya que ha recomendado el archivo del procedimiento sin sanción. Cumplidos estos trámites se espera que FERC adopte una resolución final en los próximos meses, siendo su decisión recurrible ante los tribunales.

El Grupo IBERDROLA espera que, finalmente, el procedimiento se archive sin sanción.

### Activos contingentes

- a) SCOTTISH POWER ha iniciado procedimientos judiciales contra BP Exploration Operating Company Limited (en adelante BP) en los que reclama 83 millones de libras esterlinas por el incumplimiento de un contrato de suministro de gas a largo plazo con BP y con sus socios en el negocio conjunto (Talisman North Sea Limited, ENI TNS Limited y JX Nippon Exploration and Production (UK) Ltd.) en virtud del cual SCOTTISH POWER compra gas a Andrew Field. BP cesó de proveer gas a SCOTTISH POWER en mayo de 2011. En julio de 2015 se celebró vista sobre las cuestiones preliminares tras la que se emitió decisión judicial el 25 de septiembre de 2015, en la que se establece que SCOTTISH POWER tiene derecho al gas correspondiente a la duración del paro en el suministro aunque la cantidad exacta está pendiente de acuerdo. Adicionalmente, se ha establecido que hubo incumplimiento contractual por parte de BP por no actuar como un operador razonable y prudente (“*reasonable and prudent operator*”). Sin embargo, la decisión judicial no estima que SCOTTISH POWER tenga derecho a daños y perjuicios y otorga derecho de apelación al respecto. La apelación ha tenido lugar en octubre de 2016 pero no fue satisfactoria. En octubre de 2017 tendrá lugar un juicio para resolver las cuestiones pendientes en litigio entre las partes.
  
- b) En septiembre de 2016, IBERDROLA INGENIERÍA inició un arbitraje ante la *London Court of International Arbitration (LCIA)*, con sede en Londres (Reino Unido) con el objeto de reclamar los daños ocasionados por las actuaciones del cliente de un proyecto de construcción de redes y subestaciones en Kenia adjudicado a IBERDROLA INGENIERÍA. El importe preliminar de la reclamación se estima en 31.497 miles de euros, incluyendo el importe de unos avales que fueron indebidamente ejecutados. El cliente, por su parte, ha presentado en noviembre de 2016 su contestación a la solicitud de arbitraje, incluyendo en reconvención una reclamación contra la Sociedad por 150 millones de euros aproximadamente, incluidos más de 110 millones por daños indirectos y consecuenciales expresamente excluidos en los contratos, por lo que el Grupo IBERDROLA no estima probable que prosperen.

Los activos y pasivos contingentes a 31 de diciembre de 2015 se describen en las Cuentas anuales consolidadas del Grupo IBERDROLA del ejercicio 2015.

## 44. INTERESES EN OPERACIONES CONJUNTAS

El detalle (al 100%) de las magnitudes económicas más relevantes en los ejercicios 2016 y 2015 correspondientes a las principales operaciones conjuntas en las que interviene el Grupo IBERDROLA es el siguiente:

Miles de euros	Comunidades de bienes de centrales nucleares y térmicas					A.I.E. Almaraz-Trillo	A.I.E. Ascó-Valdellós	West of Duddon Sands	Wikingen OSS	Torre Iberdrola
	Almaraz	Trillo	Vandellós	Ascó	Aceca					
<b>Ejercicio 2016</b>										
Segmento	Liberalizado							Renovables		Otros negocios
Activos intangibles	-	-	-	-	-	4.524	-	-	-	21
Propiedad, planta y equipo										
Instalaciones técnicas	789.148	1.095.139	1.098.376	701.214	-	-	-	1.534.710	117.158	-
Otro inmovilizado material	395	4.889	14.599	-	1.811	1.789	-	-	-	231.023
Activos financieros no corrientes	22.710	11.290	44.311	9.864	2.430	2.087	143.569	-	-	-
Activos corrientes	736.438	385.149	382.552	341.594	769	64.441	160.618	18.433	-	1.592
<b>Total activo</b>	<b>1.548.691</b>	<b>1.496.467</b>	<b>1.539.838</b>	<b>1.052.672</b>	<b>5.010</b>	<b>72.841</b>	<b>304.187</b>	<b>1.553.143</b>	<b>117.158</b>	<b>232.636</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>	<b>286.556</b>	<b>438.858</b>	<b>484.165</b>	<b>206.035</b>	<b>-</b>	<b>47.619</b>	<b>152.480</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.483</b>
<b>Pasivos corrientes</b>	<b>1.287.877</b>	<b>1.130.214</b>	<b>1.160.643</b>	<b>870.211</b>	<b>4.036</b>	<b>25.222</b>	<b>132.474</b>	<b>41.673</b>	<b>-</b>	<b>31.984</b>
<b>Ingresos</b>	<b>600.645</b>	<b>330.146</b>	<b>285.468</b>	<b>306.241</b>	<b>1.489</b>	<b>165.476</b>	<b>292.017</b>	<b>7.965</b>	<b>-</b>	<b>12.564</b>
<b>Gastos</b>	<b>639.002</b>	<b>413.596</b>	<b>428.230</b>	<b>342.988</b>	<b>1.430</b>	<b>165.476</b>	<b>261.906</b>	<b>32.134</b>	<b>-</b>	<b>9.842</b>

Miles de euros	Comunidades de bienes de centrales nucleares y térmicas					A.I.E. Almaraz-Trillo	A.I.E. Ascó-Valdellós	West of Duddon Sands	Wikingen OSS	Torre Iberdrola
	Almaraz	Trillo	Vandellós	Ascó	Aceca					
<b>Ejercicio 2015</b>										
Segmento	Liberalizado							Renovables		Otros negocios
Activos intangibles	-	-	-	-	-	4.437	-	-	-	6
Propiedad, planta y equipo										
Instalaciones técnicas	840.152	1.167.698	1.163.848	746.319	-	-	-	1.797.206	62.756	-
Otro inmovilizado material	413	5.268	14.762	-	1.811	1.626	-	19.191	-	218.207
Activos financieros no corrientes	22.913	11.290	45.533	9.864	2.430	1.823	110.437	-	-	11.916
Activos corrientes	518.022	320.585	312.386	318.793	5.380	59.946	142.587	12.142	-	-
<b>Total activo</b>	<b>1.381.500</b>	<b>1.504.841</b>	<b>1.536.529</b>	<b>1.074.976</b>	<b>9.621</b>	<b>67.832</b>	<b>253.024</b>	<b>1.828.539</b>	<b>62.756</b>	<b>230.129</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>	<b>283.565</b>	<b>439.338</b>	<b>456.793</b>	<b>200.342</b>	<b>3.088</b>	<b>46.015</b>	<b>125.320</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.445</b>
<b>Pasivos corrientes</b>	<b>1.078.506</b>	<b>1.063.930</b>	<b>1.071.935</b>	<b>824.055</b>	<b>1.669</b>	<b>21.817</b>	<b>108.469</b>	<b>61.651</b>	<b>-</b>	<b>1.769</b>
<b>Ingresos</b>	<b>807.316</b>	<b>406.438</b>	<b>381.018</b>	<b>424.798</b>	<b>6.192</b>	<b>154.629</b>	<b>287.233</b>	<b>6.461</b>	<b>-</b>	<b>11.788</b>
<b>Gastos</b>	<b>798.560</b>	<b>416.689</b>	<b>414.391</b>	<b>387.968</b>	<b>2.243</b>	<b>154.629</b>	<b>297.222</b>	<b>36.770</b>	<b>-</b>	<b>10.741</b>



#### 45. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS Y OTROS COMPROMISOS ADQUIRIDOS

IBERDROLA y sus filiales están obligadas a proporcionar las garantías bancarias o corporativas asociadas con la gestión normal de las actividades del Grupo en los países en los que se encuentra presente.

En este sentido, en cuanto a la actividad de generación eléctrica, el Grupo IBERDROLA garantiza las obligaciones contraídas en los contratos de compra venta de energía y acceso a la red ante los distintos mercados de energía y operadores de sistemas eléctricos (principalmente MEFF, OMEL, OMI Clear, National Grid, CFE, REE y EDP Distribución).

Por la parte de generación con fuentes de origen renovable, el Grupo IBERDROLA ha otorgado garantías ante terceros, por la ejecución, puesta en marcha y desmantelamiento de instalaciones, así como para las obligaciones de venta de energía a largo plazo.

Por otro lado, dentro de su negocio de ingeniería, el Grupo IBERDROLA garantiza, aparte de la oferta, el diseño, puesta en marcha y operación de los proyectos de construcción que vende llave en mano a sus clientes.

En 2016 se ha procedido a la firma de actas de disconformidad en relación con el Impuesto sobre Sociedades, ejercicios 2008 a 2011 y con el Impuesto sobre el Valor Añadido, ejercicios 2010 y 2011. IBERDROLA ha interpuesto las correspondientes reclamaciones ante el Tribunal Económico Administrativo Central contra los acuerdos de liquidación que confirman las actas de disconformidad, solicitando la suspensión automática de la ejecución de las liquidaciones mediante la aportación de los avales bancarios necesarios (Nota 28).

Asimismo, a 31 de diciembre de 2016 y 2015 existen emisiones de bonos en Estados Unidos por importe de 1.657.533 y 1.574.141 miles de euros que están garantizadas por elementos de inmovilizado material del subgrupo AVANGRID.

A 31 de diciembre de 2016 y 2015 no existen préstamos hipotecarios significativos garantizados por elementos del inmovilizado material.

IBERDROLA considera que los pasivos adicionales que pudieran originarse por los avales prestados a 31 de diciembre de 2016 y 2015, si los hubiera, no serían significativos.

Por otra parte, el Grupo IBERDROLA, en cumplimiento de las obligaciones contractuales exigidas por préstamos recibidos de entidades bancarias, tiene pignoradas total o parcialmente las acciones de alguna de sus sociedades a 31 de diciembre de 2016 y 2015. El desglose por sociedades de las acciones pignoradas se muestra a continuación:

Miles de euros	2016			2015		
Sociedad	Valor teórico contable	% de participación del Grupo IBERDROLA	Valor teórico contable multiplicado por el % de participación	Valor teórico contable	% de participación del Grupo IBERDROLA	Valor teórico contable multiplicado por el % de participación
<b>Negocio Renovables - España</b>						
Biovent Energía, S.A.	-	-	-	63.754	95,00%	60.566
Energía de Castilla y León, S.A.	7.755	85,50%	6.631	6.466	85,50%	5.528
Energías Eólicas de Cuenca, S.A.	20.514	100,00%	20.514	16.174	100,00%	16.174
Eólica 2000, S.L.	4.985	51,00%	2.542	4.663	51,00%	2.378
Eólica de Campollano, S.A. <sup>(1)</sup>	24.512	25,00%	6.128	25.010	25,00%	6.253
Molinos de La Rioja, S.A. <sup>(1)</sup>	11.467	42,37%	4.859	8.260	42,37%	3.500
Molinos del Cidacos, S.A. <sup>(1)</sup>	35.606	31,78%	11.316	27.942	31,78%	8.880
Iberdrola Renovables La Rioja, S.A. <sup>(1)</sup>	-	-	-	96.862	63,55%	61.556
<b>Negocio Renovables - Estados Unidos</b>						
Colorado Green Holdings, LLC.	82.020	40,75%	33.423	72.917	40,75%	29.714
<b>Negocio Renovables - Brasil</b>						
Arizona 1 Energía Renovável, S.A.	13.910	69,50%	9.667	10.711	69,50%	7.444
Caetitê 1 Energía Renovável, S.A. <sup>(1)</sup>	22.020	69,50%	15.304	16.558	69,50%	11.508
Caetitê 2 Energía Renovável, S.A. <sup>(1)</sup>	25.436	69,50%	17.678	17.562	69,50%	12.206
Caetitê 3 Energía Renovável, S.A.	20.932	69,50%	14.548	15.826	69,50%	10.999
Calango 1 Energía Renovável, S.A. <sup>(1)</sup>	17.560	69,50%	12.204	12.875	69,50%	8.948
Calango 2 Energía Renovável, S.A.	12.383	69,50%	8.606	8.920	69,50%	6.199
Calango 3 Energía Renovável, S.A.	14.254	69,50%	9.907	10.021	69,50%	6.965
Calango 4 Energía Renovável, S.A. <sup>(1)</sup>	13.513	69,50%	9.392	9.951	69,50%	6.916
Calango 5 Energía Renovável, S.A. <sup>(1)</sup>	15.482	69,50%	10.760	11.505	69,50%	7.996
Energías Renováveis do Brasil, S.A.	35.840	100,00%	35.840	25.287	100,00%	25.287
Mel 2 Energía Renovável, S.A.	8.271	69,50%	5.748	7.407	69,50%	5.148
Força Eolica do Brasil 1, S.A. <sup>(1)</sup>	96.495	69,50%	67.064	72.484	69,50%	50.376
Força Eolica do Brasil 2, S.A. <sup>(1)</sup>	76.889	69,50%	53.438	60.099	69,50%	41.769
<b>Negocio Renovables - Resto</b>						
Societá Energie Rinnovabili 1, S.p.A. <sup>(1)</sup> (Nota 13.a)	-	-	-	22.367	49,90%	11.161
Societá Energie Rinnovabili, S.p.A. <sup>(1)</sup> (Nota 13.a)	-	-	-	21.645	49,90%	10.801
<b>Negocio Redes - Brasil</b>						
Baguari Geração de Energia Eléctrica, S.A. <sup>(1)</sup>	36.950	39,00%	14.411	25.025	39,00%	9.760
Bahia PCH I, S.A. <sup>(1)</sup>	39.779	39,00%	15.514	28.624	39,00%	11.163
Companhia Hidreletrica Teles Pires, S.A. <sup>(1)</sup>	618.428	19,89%	123.005	468.881	19,54%	91.619
Energetica Aguas da Pedra, S.A.	127.360	19,89%	25.332	104.681	19,89%	20.821
Geração CIII, S.A. <sup>(1)</sup>	63.058	39,00%	24.593	40.067	39,00%	15.626
Goias Sul Geração de Energia, S.A. <sup>(1)</sup>	62.750	39,00%	24.473	47.924	39,00%	18.690
Rio PCH I, S.A. <sup>(1)</sup>	38.111	27,30%	10.404	29.131	27,30%	7.953
Belo Monte Participações, S.A. <sup>(1)</sup>	314.407	39,00%	122.619	165.833	39,00%	64.675

Miles de euros	2016			2015		
	Valor teórico contable	% de participación del Grupo IBERDROLA	Valor teórico contable multiplicado por el % de participación	Valor teórico contable	% de participación del Grupo IBERDROLA	Valor teórico contable multiplicado por el % de participación
<b>Sociedad</b>						
<b>Negocio Liberalizado - México</b>						
Iberdrola Energía Altamira, S.A. de C.V. <sup>(2)</sup>	–	–	–	330.102	100,00%	330.102
Iberdrola Energía del Golfo, S.A. de C.V. <sup>(2)</sup>	–	–	–	177.144	100,00%	177.144
Iberdrola Energía La Laguna, S.A. de C.V. <sup>(2)</sup>	–	–	–	186.626	99,99%	186.607
Iberdrola Energía Monterrey, S.A. de C.V. <sup>(2)</sup>	–	–	–	131.185	99,99%	131.172
Iberdrola Energía Tamazunchale, S.A. de C.V. <sup>(2)</sup>	–	–	–	197.739	99,99%	197.719
Iberdrola Generación México, S.A. de C.V. <sup>(2)</sup>	–	–	–	638.019	100,00%	638.019
Enertek, S.A. de C.V. <sup>(2)</sup>	–	–	–	92.678	99,99%	92.669
PIER II Quecholac Felipe Angeles, S.A. de C.V.	21.012	51,00%	10.716	–	–	–
<b>Negocio Liberalizado - España</b>						
Tirme, S.A. <sup>(1)</sup>	20.057	20,00%	4.011	35.875	20,00%	7.175
<b>Total</b>	<b>1.901.756</b>		<b>730.647</b>	<b>3.344.800</b>		<b>2.419.186</b>

(1) Sociedades contabilizadas por el método de participación.

(2) El 99% de estas acciones está en fideicomiso. La deuda bancaria de estas sociedades se ha amortizado en el ejercicio 2016.

## 46. RETRIBUCIONES AL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN

### 46.1 Aplicación de la asignación estatutaria correspondiente al ejercicio 2016

El artículo 48 de los Estatutos Sociales de IBERDROLA dispone que la Sociedad destinará anualmente, en concepto de gasto, una cantidad equivalente a un máximo del dos por ciento del beneficio obtenido por el grupo consolidado en el ejercicio precedente a los siguientes fines:

- a) A retribuir a los consejeros, tanto por su condición de tales como, en su caso, por sus funciones ejecutivas, en atención a los cargos desempeñados, dedicación y asistencia a las sesiones de los órganos sociales.
- b) A dotar un fondo que atienda las obligaciones contraídas por la Sociedad en materia de pensiones, de pago de primas de seguros de vida y de pago de indemnizaciones en favor de los consejeros antiguos y actuales.

En particular, los consejeros percibirán, en su condición de tales, una remuneración consistente en una asignación fija anual, primas de asistencia y cobertura adecuada de prestaciones de riesgo (fallecimiento e invalidez).

La asignación, con el límite máximo del dos por ciento, sólo podrá devengarse en el caso de que el beneficio del ejercicio precedente sea suficiente para cubrir las atenciones de la reserva legal y otras que fueren obligatorias y de haberse reconocido a los accionistas con cargo al resultado de dicho ejercicio un dividendo de, al menos, el cuatro por ciento del capital social.

A propuesta de la Comisión de Retribuciones, el Consejo de Administración ha acordado proponer a la Junta General de Accionistas una asignación estatutaria para el ejercicio 2016 de 17.000 miles de euros, el mismo importe que en el ejercicio 2015.

Estos importes han sido registrados con cargo al epígrafe “Gastos de personal” de los Estados consolidados del resultado (Nota 35), y se desglosan como sigue:

#### a) Retribución fija

La retribución fija anual de los consejeros por la pertenencia al Consejo de Administración y a sus comisiones en los ejercicios 2016 y 2015, en función del cargo ostentado en cada caso, es la siguiente:

Miles de euros	2016	2015
Presidente del Consejo	567	567
Presidentes de comisiones	440	440
Vocales de comisiones	253	253
Vocales del Consejo	165	165

La retribución fija devengada por los miembros del Consejo de Administración, con cargo a la asignación estatutaria, ha ascendido a 4.599 y 4.551 miles de euros en los ejercicios 2016 y 2015, respectivamente.

A continuación se indican, de manera individualizada, las remuneraciones fijas devengadas por los miembros del Consejo de Administración durante los ejercicios 2016 y 2015, respectivamente:

Miles de euros	Retribución fija 2016 <sup>(*)</sup>	Retribución fija 2015
<b>Presidente del Consejo</b>		
José Ignacio Sánchez Galán	567	567
<b>Presidentes de comisiones</b>		
Inés Macho Stadler	440	440
Samantha Barber	440	440
María Helena Antolín Raybaud <sup>(1)</sup>	440	396
Georgina Kessel Martínez <sup>(2)</sup>	440	415
<b>Vocales de comisiones</b>		
Iñigo Víctor de Oriol Ibarra	253	253
Braulio Medel Cámara	253	253
Santiago Martínez Lage	253	253
José Luis San Pedro Guerenabarrena	253	253
Angel Jesús Acebes Paniagua	253	253
Denise Mary Holt	253	253
José Walfredo Fernández <sup>(3)</sup>	253	220
Manuel Moreu Munaiz <sup>(4)</sup>	253	211
Xabier Sagredo Ormaza <sup>(5)</sup>	180	–
<b>Consejeros que han causado baja</b>		
Julio de Miguel Aynat <sup>(6)</sup>	–	58
Sebastián Battaner Arias <sup>(7)</sup>	–	33
Xabier de Irala Estévez <sup>(8)</sup>	68	253
<b>Total</b>	<b>4.599</b>	<b>4.551</b>

(\*) Importes devengados durante el ejercicio 2016, no satisfechos hasta la aprobación de las cuentas anuales correspondientes al ejercicio 2016 por la Junta General de Accionistas de 2017.

- (1) Nominada presidenta de la Comisión de Nombramientos tras su constitución el día 27 de marzo de 2015.
- (2) Nominada presidenta de la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo por el Consejo de Administración, en su reunión de fecha 17 de febrero de 2015.
- (3) Nombrado consejero por el Consejo de Administración, en su reunión de fecha 17 de febrero de 2015. A su vez, con esa misma fecha, el Consejo de Administración aprobó su designación como vocal de la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo.
- (4) Nombrado consejero por el Consejo de Administración, en su reunión de fecha 17 de febrero de 2015. Asimismo, con fecha 27 de marzo de 2015, el Consejo de Administración aprobó su designación como vocal de la Comisión de Responsabilidad Social Corporativa. Con fecha 26 de abril de 2016 el Consejo de Administración aprobó su nombramiento como vocal de la Comisión Ejecutiva Delegada.
- (5) Nombrado consejero por el Consejo de Administración, en su reunión de fecha 8 de abril de 2016. Asimismo, con fecha 26 de abril de 2016, el Consejo de Administración aprobó su designación como vocal de la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo.
- (6) Cesó como consejero del Consejo de Administración, en su reunión de fecha 17 de febrero de 2015.
- (7) Cesó como consejero del Consejo de Administración, en su reunión de fecha 17 de febrero de 2015.
- (8) Cesó como consejero del Consejo de Administración, en su reunión de fecha 8 de abril de 2016.

A propuesta del Consejo de Administración, la Junta General de Accionistas celebrada el día 27 de marzo de 2015, aprobó la separación de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones en dos comisiones distintas, creándose por un lado la Comisión de Retribuciones y por otro la Comisión de Nombramientos.

En la actualidad, todos los miembros del Consejo de Administración de IBERDROLA asumen responsabilidades en alguna de las cinco comisiones con que cuenta el Consejo de Administración.

## b) Prima de asistencia

Las primas de asistencia a cada una de las reuniones del Consejo de Administración y a sus comisiones en los ejercicios 2016 y 2015, en función del cargo ostentado en cada caso, son las siguientes:

Miles de euros	2016	2015
Presidente del Consejo y presidentes de comisiones	4	4
Vocales de comisiones y vocales del Consejo	2	2

Las primas de asistencia satisfechas a los consejeros con cargo a la asignación estatutaria, han ascendido a 676 y 676 miles de euros en los ejercicios 2016 y 2015, respectivamente.

A continuación se indican, de manera individualizada, las primas de asistencia percibidas por los miembros del Consejo de Administración durante los ejercicios 2016 y 2015, respectivamente:

Miles de euros	Prima de asistencia 2016	Prima de asistencia 2015
<b>Presidente del Consejo</b>		
José Ignacio Sánchez Galán	84	88
<b>Presidentes de comisiones</b>		
Inés Macho Stadler	66	72
Samantha Barber	60	44
María Helena Antolín Raybaud	44	44
Georgina Kessel Martínez	60	68
<b>Vocales de comisiones</b>		
Iñigo Víctor de Oriol Ibarra	42	42
Braulio Medel Cámara	30	28
Santiago Martínez Lage	28	30
José Luis San Pedro Guerenabarrena	42	42
Angel Jesús Acebes Paniagua	56	56
Denise Mary Holt	36	42
José Walfredo Fernández	34	36
Manuel Moreu Munaiz	58	24
Xabier Sagredo Ormaza	24	–
<b>Consejeros que han causado baja</b>		
Julio de Miguel Aynat	–	10
Sebastián Battaner Arias	–	6
Xabier de Irala Estévez	12	44
<b>Total</b>	<b>676</b>	<b>676</b>

### c) Retribución de los consejeros ejecutivos por el desempeño de sus funciones ejecutivas

Las retribuciones percibidas durante los ejercicios 2016 y 2015 por el presidente y consejero delegado, en el desempeño de sus funciones ejecutivas, y que figuran igualmente registradas con cargo a la asignación estatutaria, son las que se indican a continuación por conceptos retributivos.

Conceptos retributivos del presidente y consejero delegado:

Miles de euros	2016	2015
Retribución fija	2.250	2.250
Retribución variable anual <sup>(1)</sup>	3.250	3.200
Retribuciones en especie	68	66

(1) Importe de la retribución variable anual satisfecha durante los ejercicios 2016 y 2015, vinculada a la consecución de objetivos, así como al desempeño personal, correspondiente a los ejercicios 2015 y 2014, respectivamente.

El Consejo de Administración ha acordado mantener para el presidente y consejero delegado la retribución fija anual en el ejercicio 2017 en 2.250 miles de euros. También ha acordado mantener el límite de la remuneración variable anual que no podrá superar los 3.250 miles de euros y será satisfecha en la medida en que se acuerde, en el ejercicio 2018.

Por otra parte, durante el ejercicio 2015, el antiguo consejero-director general percibió 500 miles de euros en concepto de retribución variable anual por su desempeño como tal hasta el 24 de junio de 2014.

#### **d) Provisiones y garantías constituidas por la Sociedad a favor de los consejeros**

En este capítulo se incluyen los siguientes conceptos:

- Las primas satisfechas durante los ejercicios 2016 y 2015, para la cobertura de las prestaciones de fallecimiento, invalidez y otros aseguramientos de los consejeros en activo han ascendido a 256 y 658 miles de euros, respectivamente.
- El importe de la prima del Seguro Colectivo de Responsabilidad Civil, por el ejercicio del cargo de consejero, ha ascendido a 62 y 68 miles de euros, en los ejercicios 2016 y 2015, respectivamente.
- Durante los ejercicios 2016 y 2015 se recibieron extornos, por importe de 287 y 447 miles de euros, respectivamente, por la regularización anual de las pólizas de aseguramiento de las pensiones causadas por los miembros pasivos del Consejo de Administración.

#### **e) Otros conceptos**

Los gastos del Consejo de Administración por servicios exteriores y otras partidas han ascendido a 1.606 y 1.393 miles de euros en los ejercicios 2016 y 2015, respectivamente.

Asimismo, durante el ejercicio 2015 se atendieron compromisos adquiridos por la Sociedad que ascendieron a 63 miles de euros. No existe imputación alguna por este concepto en el ejercicio 2016.

El importe no utilizado de la asignación estatutaria correspondiente al ejercicio 2016, que asciende a 4.520 miles de euros, puede ser externalizado para la cobertura de los compromisos adquiridos por la Sociedad con objeto de garantizarlos en caso de que tuvieran que materializarse.

A 31 de diciembre de 2016 y 2015 no existe ningún préstamo ni anticipo concedido por el Grupo IBERDROLA a los miembros del Consejo de Administración de IBERDROLA.

### **46.2 Retribución mediante entrega de acciones de la Sociedad**

El artículo 48 de los Estatutos Sociales de IBERDROLA dispone en su apartado 4 que, a reserva siempre de su aprobación por la Junta General de Accionistas, la retribución de los consejeros podrá consistir, además, y con independencia de lo previsto en los apartados precedentes, en la entrega de acciones o de derechos de opción sobre estas, así como en una retribución que tome como referencia el valor de las acciones de la Sociedad.

En consecuencia, la retribución mediante la entrega de acciones de la Sociedad o de cualquier otra retribución vinculada a dichos valores tiene carácter adicional, compatible e independiente de la asignación estatutaria a la que se refiere el apartado 1 del artículo 48 de los Estatutos Sociales.

#### a) Bono Estratégico 2011-2013

Con fecha 24 de junio de 2014, el Consejo de Administración, a propuesta de la anterior Comisión de Nombramientos y Retribuciones, acordó liquidar, con un grado de cumplimiento del 93,20% el Bono Estratégico 2011-2013, aprobado por acuerdo de la Junta General de Accionistas de 27 de mayo de 2011 y regulado por el Reglamento del Bono Estratégico 2011-2013 aprobado por el Consejo de Administración. En su virtud, en el ejercicio 2016, se ha realizado la tercera y última de las tres liquidaciones anuales. El presidente y consejero delegado ha recibido 536.359 acciones de IBERDROLA. Asimismo, el antiguo consejero-director general ha recibido 90.640 acciones.

#### b) Bono Estratégico 2014-2016

La Junta General de Accionistas celebrada el día 28 de marzo de 2014 aprobó, como punto séptimo del orden del día, el Bono Estratégico 2014-2016 (Nota 20), dirigido a los consejeros ejecutivos, a los altos directivos y a otros directivos de la Sociedad y su grupo. El número máximo de acciones a entregar al conjunto de los beneficiarios (350) del Bono Estratégico 2014-2016 es de 19.000.000 acciones, equivalentes al 0,3% del capital social en el momento de la adopción de este acuerdo, correspondiendo al conjunto de los consejeros ejecutivos un máximo de 2.200.000 acciones. La liquidación de dicho bono estratégico está en función del cumplimiento de los objetivos previstos en el mismo y se realizará en los ejercicios 2017, 2018 y 2019.

### 46.3 Cláusulas de indemnización

En caso de cese de un consejero externo no dominical con anterioridad al vencimiento del periodo para el que fue nombrado que no venga motivado por un incumplimiento imputable a este ni se deba exclusivamente a su voluntad, la Sociedad abonará a dicho consejero una indemnización, sujeta a la obligación del consejero, durante el plazo restante de su mandato (con un máximo de dos años), de no desempeñar cargos en órganos de administración de empresas del sector energético o de otras empresas competidoras y de no participar, en cualquier otra forma, en su gestión o asesoramiento.

El importe de la indemnización será igual al 90% de la cantidad fija que habría percibido el consejero por el plazo restante de su mandato (considerando que se mantiene la cantidad fija anual que percibiera en el momento del cese), con un máximo igual al doble del 90% de dicha cantidad fija anual.

Desde finales de los 90, los consejeros ejecutivos, así como un colectivo de directivos, tienen derecho a recibir una indemnización para el caso de extinción de su relación con la Sociedad, siempre que la terminación de la relación no sea consecuencia de un incumplimiento imputable a éste ni se deba exclusivamente a su voluntad. En el caso del presidente y consejero delegado, en la actualidad le corresponden tres anualidades. Desde 2011, para los nuevos contratos con consejeros ejecutivos el límite de la indemnización es de dos anualidades.

Asimismo, los contratos de los consejeros ejecutivos establecen en todo caso una obligación de no concurrencia en relación con empresas y actividades de análoga naturaleza durante la vigencia de su relación con la Sociedad y por un periodo de tiempo posterior de dos años. En compensación a estos compromisos, a los consejeros ejecutivos les corresponde una indemnización equivalente a la retribución correspondiente a dichos periodos.



#### 46.4 Asignación estatutaria 2017

A propuesta de la Comisión de Retribuciones, el Consejo de Administración, por unanimidad, ha acordado congelar, para el ejercicio 2017, como lo viene haciendo desde el ejercicio 2008, las remuneraciones de los consejeros en concepto de retribución fija anual según cargo y primas de asistencia a cada reunión.

#### 47. INFORMACIÓN SOBRE EL CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 229 DE LA LEY DE SOCIEDADES DE CAPITAL

De conformidad con lo establecido en el artículo 229 de la Ley de Sociedades de Capital introducido por el Real Decreto-ley 1/2010 de 2 de julio de 2010 y con la Ley 31/2014 de 3 de diciembre de 2014, por la que se modifica la Ley de Sociedades de Capital para la mejora del gobierno corporativo, se señalan a continuación las situaciones de conflicto de interés en que han incurrido los administradores.

El Consejo de Administración deliberó sobre la reelección, la recalificación, el nombramiento de los miembros de las comisiones, la puesta a disposición del cargo de los consejeros, su designación como administradores de otras sociedades, así como la dispensa de la prohibición prevista en el Reglamento del Consejo de Administración de prestar servicios a otras sociedades con un objeto social total o parcialmente análogo al de la Sociedad o competidoras de aquella o de cualquiera de las sociedades integradas en el Grupo, sin la intervención de los afectados en cada caso.

El presidente y consejero delegado se ausentó durante la deliberación de todos los acuerdos relativos a su sistema de remuneración y aseguramiento.

Por último, el señor Sagredo Ormaza se ausentó durante la deliberación de los acuerdos que involucraban a Kutxabank, S.A.

#### 48. RETRIBUCIONES A LA ALTA DIRECCIÓN

Únicamente tienen la consideración de alta dirección aquellos directivos que tengan dependencia directa del Consejo de Administración, de su presidente o del consejero delegado de la Sociedad y, en todo caso, el director del área de Auditoría Interna, así como cualquier otro directivo a quien el Consejo de Administración reconozca tal condición.

A la fecha de estas Cuentas anuales consolidadas a ningún directivo le ha sido reconocida tal condición por el Consejo de Administración.

A fecha 31 de diciembre de 2016 y 2015 componen la alta dirección 6 miembros.

Los costes de personal de la alta dirección han ascendido a 10.657 y 9.751 miles de euros en los ejercicios 2016 y 2015, respectivamente, y figuran registrados en el epígrafe "Gastos de personal" de los Estados consolidados del resultado adjuntos de los ejercicios antes mencionados.

A continuación, se desglosan las retribuciones y otras prestaciones a la alta dirección, durante los ejercicios 2016 y 2015, respectivamente:

Miles de euros	31.12.2016 <sup>(1)</sup>	31.12.2015
Retribución dineraria	5.447	4.569
Retribución variable	3.193	2.537
Retribuciones en especie	453	418
Ingresos a cuenta no repercutidos	58	60
Seguridad Social	86	80
Aportación promotor plan de pensiones / seguro previsión social	41	41
Devengo póliza complementaria	979	1.647
Riesgo póliza complementaria	400	399
<b>Total</b>	<b>10.657</b>	<b>9.751</b>

Número de acciones	31.12.2016	31.12.2015
Plan de entrega de acciones, Bono Estratégico <sup>(2)</sup>	364.173	340.381

- (1) Incluye la retribución de Julián Martínez-Simancas Sánchez desde el 1 de enero de 2016 hasta el 9 de enero de 2016 y la retribución de Santiago Matías Martínez Garrido desde el 9 de enero de 2016, fecha en la que fue nombrado director de los Servicios Jurídicos.
- (2) Durante los ejercicios 2016 y 2015, se han entregado 364.173 y 340.381 acciones a la alta dirección, respectivamente, correspondientes al Bono Estratégico 2011-2013, descrito en la Nota 20, por el que los miembros de la alta dirección perciben acciones de IBERDROLA en partes iguales en los ejercicios 2014 a 2016.

En relación con el Bono Estratégico 2014-2016 (Nota 20), el número de acciones máximo a entregar a los altos directivos, en función del grado de cumplimiento de los objetivos a los que está vinculado, asciende a 2.008.691 acciones. A 31 de diciembre de 2016 y 2015 se encuentran provisionados 6.853 y 8.211 miles de euros para estos compromisos, respectivamente.

Para la alta dirección, incluyendo los consejeros ejecutivos de IBERDROLA o de su Grupo, existen cláusulas específicas de garantía para los distintos supuestos de extinción contractual. Estos contratos han sido aprobados por el Consejo de Administración de IBERDROLA y se describen en la Nota 46.

El importe de las indemnizaciones se determina con arreglo a la antigüedad en el cargo y los motivos del cese, con un máximo de cinco anualidades. Desde el año 2011 los contratos para la alta dirección son suscritos con el límite de dos anualidades.

Asimismo, los contratos para la alta dirección establecen en todo caso una obligación retribuida de no concurrencia en relación con empresas y actividades de análoga naturaleza a las de IBERDROLA y del Grupo por un periodo que no podrá ser inferior a un año desde su extinción.

Por otro lado, durante los ejercicios 2016 y 2015 no se han producido otras operaciones con directivos ajenas al curso normal del negocio.

#### 49. SALDOS Y OPERACIONES CON OTRAS PARTES RELACIONADAS

Las operaciones que se detallan a continuación son propias del giro o tráfico ordinario y han sido realizadas en condiciones normales de mercado:

##### **Operaciones realizadas por IBERDROLA con accionistas significativos**

Las operaciones más importantes efectuadas durante los ejercicios 2016 y 2015 han sido las siguientes:

Miles de euros	Accionistas significativos <sup>(2)</sup>			
	2016		2015	
	Kutxabank, S.A.	Qatar Investment Authority	Kutxabank, S.A.	Qatar Investment Authority
<b>Tipo de operación</b>				
<b>Gastos e ingresos</b>				
Gastos financieros	–	–	15	–
Ingresos financieros	–	–	28	–
<b>Otras transacciones</b>				
Dividendos y otros beneficios distribuidos <sup>(1)</sup>	–	21.571	32.835	21.571

(1) Los importes consignados como dividendos y otros beneficios distribuidos corresponden a los derechos de asignación gratuita derivados de las ampliaciones de capital liberadas, acordadas por las Juntas Generales de Accionistas de 8 de abril de 2016, 27 de marzo de 2015 y 28 de marzo de 2014, respectivamente, que han sido vendidos a IBERDROLA al precio fijo garantizado de acuerdo con las condiciones de las referidas ampliaciones, así como a las primas de asistencia a la Junta General recibidas por la parte vinculada si fuera aplicable.

(2) IBERDROLA considera accionistas significativos a aquellos accionistas que ejerzan una influencia significativa en la participación de las decisiones financieras y operativas de la entidad, entendiéndose por influencia significativa contar con algún miembro del Consejo de Administración.

Asimismo, entran en esta consideración aquellos accionistas significativos que dada su participación en la Sociedad tienen la posibilidad de ejercer el sistema de representación proporcional.

En consecuencia, en el ejercicio de 2015, los importes se refieren a las operaciones realizadas con Kutxabank y Qatar Investment Authority, únicos accionistas que cumplían con esa condición en dicho periodo. A la fecha de formulación de estas Cuentas anuales únicamente Qatar Investment Authority cumple dicha condición por lo que los importes referidos al ejercicio de 2016 se refieren a operaciones con este accionista.

**Operaciones realizadas por otras sociedades del Grupo IBERDROLA con accionistas significativos**

Las operaciones más significativas durante los ejercicios 2016 y 2015 han sido las siguientes:

Miles de euros	Accionistas significativos <sup>(2)</sup>			
	2016		2015	
	Kutxabank, S.A.	Qatar Investment Authority	Kutxabank, S.A.	Qatar Investment Authority
<b>Tipo de operación</b>				
<b>Gastos e ingresos</b>				
Gastos financieros	–	–	223	–
Recepción de servicios	–	–	24	–
<b>Otras transacciones</b>				
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (recibidos) <sup>(1)</sup>	–	–	6.962	–
Garantías y avales prestados	–	–	2.246	–

(1) Incluye, entre otros, depósitos, derivados de deuda, emisión de pagarés, etc.

(2) IBERDROLA considera accionistas significativos a aquellos accionistas que ejerzan una influencia significativa en la participación de las decisiones financieras y operativas de la entidad, entendiéndose por influencia significativa contar con algún miembro del Consejo de Administración.

Asimismo, entran en esta consideración aquellos accionistas significativos que dada su participación en la Sociedad tienen la posibilidad de ejercer el sistema de representación proporcional.

En consecuencia, en el ejercicio de 2015, los importes se refieren a las operaciones realizadas con Kutxabank y Qatar Investment Authority, únicos accionistas que cumplían con esa condición en dicho periodo. A la fecha de formulación de estas Cuentas anuales únicamente Qatar Investment Authority cumple dicha condición por lo que los importes referidos al ejercicio de 2016 se refieren a operaciones con este accionista.

**Operaciones realizadas con sociedades contabilizadas por el método de participación**

El detalle de las transacciones realizadas con sociedades contabilizadas por el método de participación que son partes relacionadas y que no han sido eliminadas en el proceso de consolidación (Nota 2.b) es el siguiente:

Miles de euros	2016					2015				
	Adquisición de activos	Cuentas a pagar	Cuentas a cobrar	Ventas y servicios prestados	Servicios recibidos	Adquisición de activos	Cuentas a pagar	Cuentas a cobrar	Ventas y servicios prestados	Servicios recibidos
GAMESA	483.113	356.036	8.961	3.127	63.306	275.436	272.216	63.185	35.272	61.852
Amara, S.A.U.	11.635	4.737	–	2.169	14.160	12.494	5.520	1	2.125	11.121
East Anglia Offshore Wind, Ltd.	18.328	7.407	740	203	–	4.395	6.489	27.849	3.508	5.470
Societa Energie Rinnovabili, S.p.A.(Nota 13.a)	–	–	–	774	1.923	2.313	–	60.345	136	–
Societa Energie Rinnovabili 1, S.p.A.(Nota 13.a)	–	–	–	172	2.132	–	–	–	–	–
Nuclenor, S.A.	–	27.719	27	586	87	136	32.251	118	453	–
NGET/SPT Upgrades Ltd. (Nota 13.a)	63.707	(285)	699	3.109	–	68.447	2.283	3.001	2.737	–
Bidelek Sareak, S.L.	5.952	18.671	–	1.562	–	13.627	36.272	734	7.643	–
Termopernambuco, S.A.	–	–	7.324	21.715	–	–	1.199	12.405	34.213	–
Neoenergía, S.A.	–	665	266.274	205	–	–	790	176.934	287	–
Iberdrola Renovables de la Rioja, S.A.	–	774	54	535	8.017	–	460	105	–	–
Morecambe Wind, Ltd.	–	606	–	1.151	14.605	–	2.619	–	–	–
Otras sociedades	22	39.383	30.337	15.801	10.861	2.594	18.449	15.682	12.204	31.687
<b>Total</b>	<b>582.757</b>	<b>455.713</b>	<b>314.416</b>	<b>51.109</b>	<b>115.091</b>	<b>379.442</b>	<b>378.548</b>	<b>360.359</b>	<b>98.578</b>	<b>110.130</b>

El 21 de diciembre de 2011, IBERDROLA y Gamesa Eólica, S.L.U. (sociedad perteneciente al Grupo GAMESA) suscribieron un acuerdo marco para el suministro y mantenimiento de aerogeneradores, por el cual:

- IBERDROLA se compromete a adquirir a GAMESA una cuota de megavatios mínima equivalente al 50% de la flota total de aerogeneradores *onshore* que IBERDROLA adquiriera para su unidad de negocio de Renovables durante la vigencia del acuerdo marco.
- Este compromiso estará en vigor entre el 1 de enero de 2013 y el 31 de diciembre de 2022 o hasta la fecha en que el número de megavatios adquiridos por IBERDROLA a GAMESA al amparo del acuerdo marco ascienda a 3.800, lo que suceda primero.
- IBERDROLA y GAMESA colaborarán estrechamente en nuevas oportunidades relativas al negocio eólico *offshore*.
- IBERDROLA y GAMESA colaborarán en el ámbito de los servicios de mantenimiento para posibilitar que GAMESA llegue a convertirse en la empresa de referencia en el mantenimiento de parques eólicos para todo el ámbito de IBERDROLA. En particular, se acordó:
  - o Establecer nuevas áreas de estudio y análisis en la prestación de servicios de mantenimiento por GAMESA a IBERDROLA, en particular, en la prestación de servicios de mantenimiento en Estados Unidos, la venta e instalación de mejoras de fiabilidad en aerogeneradores o la extensión de la vida útil de los mismos y la conversión y actualización de modelos de aerogeneradores.
  - o La extensión de los actuales servicios de mantenimiento, en los siguientes términos:
    - Contrato para tecnología G4X y G5X (España): entrada en vigor el 1 de enero de 2015 y mantendrá su vigencia durante un plazo de tres años. IBERDROLA podrá prorrogar a su criterio la duración del Contrato Marco durante dos periodos adicionales consecutivos de un año cada uno. El número mínimo de aerogeneradores en mantenimiento será 1.136 aerogeneradores G5X / 1.188 aerogeneradores G4X, si bien durante la duración del contrato, IBERDROLA tendrá la posibilidad de sacar a terceros hasta un máximo acumulado de 200 MW.
    - Contrato para tecnología G8X (España y Portugal): entrada en vigor el 1 de enero de 2014 y mantendrá su vigencia durante un plazo de cuatro años. IBERDROLA podrá prorrogar a su criterio la duración del Contrato Marco durante dos periodos adicionales consecutivos de un año cada uno. El número mínimo de aerogeneradores en mantenimiento será:

	Número mínimo de aerogeneradores en mantenimiento			
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4 (y ampliaciones 1 y 2)
Alcance <i>Risk Service</i> <sup>(1)</sup>	2.168 MW (92 MW en Portugal)	1.800 MW	1.600 MW	1.400 MW
Alcance AT+R <sup>(2)</sup>	338 MW	Resto de parques	Resto de parques	Resto de parques

(1) Alcance *Risk Service* incluye el mantenimiento preventivo y pequeño correctivo, así como la Asistencia Técnica (AT), a un precio fijo anual por turbina.

(2) Alcance AT+R se refiere a la Asistencia Técnica y suministro de repuestos (opcional).

- **Contrato de Suministro de Repuestos y Reparaciones (GPRSA):** entrada en vigor desde el 1 de enero de 2016 y mantendrá su vigencia durante un periodo de cinco años. Suministro y reparación de repuestos, de pequeño y gran componente, para la flota de tecnología GAMESA en España.
- **Mejora técnica *Energy Thrust*:** con fechas 1 de octubre de 2015 y 22 de diciembre de 2016, IBERDROLA y GAMESA han suscrito sendos contratos mediante los cuales IBERDROLA incorporará en sus aerogeneradores G8X la mejora técnica *Energy Thrust* en 2.220 MW repartidos por España, Portugal, Italia, Rumanía, Grecia y Chipre, con el objetivo de aumentar la producción media de sus aerogeneradores, ya que posibilita que las turbinas se adapten perfectamente a las condiciones específicas del emplazamiento, con lo que se consigue mejorar la energía que se entrega a la red en todas las condiciones de viento y aumentar la eficacia y rendimiento de las máquinas. Dichos contratos tienen una vigencia de cinco años.

### **Operaciones realizadas con administradores y alta dirección**

	Accionistas significativos <sup>(1)</sup>			
	2016		2015	
	Consejeros	Alta dirección	Consejeros	Alta dirección
<b>Miles de euros</b>				
<b>Tipo de operación</b>				
<b>Gastos e ingresos</b>				
Recepción de servicios <sup>(1)</sup>	648	–	1.287	–
<b>Otras transacciones</b>				
Dividendos y otros beneficios distribuidos <sup>(2)</sup>	649	81	467	67

(1) Los contratos a que se refiere este importe en el ejercicio 2015 se adjudicaron respetando lo dispuesto en el Procedimiento para conflictos de interés y operaciones vinculadas con consejeros, accionistas significativos y altos directivos y recogen la facturación de la sociedad Seaplace, S.L., vinculada al consejero Manuel Moreu Munaiz, y que ascendió a 312 miles de euros, aproximadamente y la facturación por importe de 1.083 miles de dólares estadounidenses (975 miles de euros, aproximadamente) de la sociedad Soil Tratamiento de Aguas Industriales, S.L., vinculada al consejero Iñigo Víctor de Oriol Ibarra, adjudicataria del contrato de suministro, transporte, montaje y puesta en marcha de la planta de tratamiento de aguas de Cogeneración Ramos en México S.A.

Durante el ejercicio 2016 no se han realizado operaciones vinculadas con Seaplace, S.L. y la facturación de Soil Tratamiento de Aguas Industriales, S.L. ha ascendido a 722 miles de dólares estadounidenses (648 miles de euros, aproximadamente).

(2) Los importes consignados como dividendos y otros beneficios distribuidos corresponden a los derechos de asignación gratuita derivados de las ampliaciones de capital liberadas, acordadas por las Juntas Generales de Accionistas de 8 de abril de 2016, 27 de marzo de 2015 y 28 de marzo de 2014, respectivamente, que han sido vendidos a IBERDROLA al precio fijo garantizado de acuerdo con las condiciones de las referidas ampliaciones.

## 50. SITUACIÓN FINANCIERA Y HECHOS POSTERIORES A 31 DE DICIEMBRE DE 2016

### Situación financiera

Para el ejercicio 2017 el Grupo IBERDROLA prevé hacer frente al programa ordinario de inversiones previsto con el flujo de efectivo generado por sus operaciones y el acceso a los mercados de financiación bancaria, a los mercados de capitales y a prestamistas supranacionales (tales como el BEI), si bien, el Grupo dispone de la tesorería y los créditos y préstamos disponibles suficientes para hacer frente a dichas inversiones.

Según se indica en la Nota 25, a 31 de diciembre de 2016, el Grupo IBERDROLA tenía préstamos y créditos concedidos pendientes de disponer por un importe de 6.583.500 miles de euros.

Según se indica en la Nota 19, a 31 de diciembre de 2016, el Grupo IBERDROLA tenía efectivo por importe de 181.692 miles de euros y depósitos a corto plazo por un importe de 1.250.994 miles de euros.

La posición de liquidez del Grupo IBERDROLA supera los 8.000 millones de euros, lo que equivale a más de 24 meses de las necesidades de financiación del Grupo.

Miles de euros	Disponible
<b>Vencimiento disponible</b>	
2017	266.219
2018	760
2019 en adelante	6.316.521
<b>Total</b>	<b>6.583.500</b>
Efectivo y otros medios equivalentes	1.432.686
<b>Total liquidez ajustada</b>	<b>8.016.186</b>

### Hechos posteriores

#### Iberdrola dividendo flexible

El día 3 de enero de 2017 quedaron determinados los extremos que se resumen a continuación en relación con la ejecución del segundo aumento de capital liberado (*Iberdrola dividendo flexible*) aprobado por la Junta General de Accionistas de IBERDROLA celebrada el 8 de abril de 2016, bajo los apartados B y 1 a 11 (ambos inclusive) del punto número seis de su orden del día:

- El número máximo de acciones nuevas a emitir en virtud del aumento de capital es de 141.379.533.
- El número de derechos de asignación gratuita necesarios para recibir una acción nueva es de 45.
- El importe nominal máximo del aumento de capital asciende a 106.034.650 euros.
- El precio de adquisición de cada derecho de asignación gratuita en virtud del compromiso de compra asumido por IBERDROLA es de 0,135 euros.

Una vez finalizado el periodo de negociación de los derechos de asignación gratuita:



- Los titulares de 1.956.083.947 derechos han aceptado el compromiso irrevocable de compra asumido por IBERDROLA. En consecuencia, IBERDROLA adquirirá los indicados derechos por un importe bruto total de 264.071 miles de euros.
- Por otra parte, el número definitivo de acciones ordinarias de 0,75 euros de valor nominal unitario que se emitirán será de 97.911.000, siendo el importe nominal del aumento de capital (en esta ejecución) de 73.433 miles de euros, lo que supone un incremento del 1,539% sobre la cifra de capital social de IBERDROLA previa a esta ejecución.
- En consecuencia, el capital social de Iberdrola tras el aumento de capital asciende a 4.844.992.500 euros, representado por 6.459.990.000 acciones ordinarias de 0,75 euros de valor nominal cada una, íntegramente suscritas y desembolsadas.
- Está previsto que, sujeto al cumplimiento de todos los requisitos legales (y, en particular, a la verificación de dicho cumplimiento por la Comisión Nacional del Mercado de Valores), las nuevas acciones queden admitidas a negociación en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia, a través del Sistema de Interconexión Bursátil (Mercado Continuo), el 31 de enero de 2017. En este sentido, está previsto que la contratación ordinaria de las nuevas acciones comience el 1 de febrero de 2017.

#### Transacciones con acciones propias

A fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas han vencido todos los acumuladores sobre acciones propias (Nota 20) y el producto de su liquidación ha resultado en la adquisición de 20.612.235 acciones propias por importe de 119.561 miles de euros (se han acumulado 18.988.014 acciones de las 31.870.828 acciones potenciales máximas a acumular a 31 de diciembre de 2016).

Por último, desde el cierre del ejercicio 2016 y hasta la fecha de formulación de estas Cuentas anuales consolidadas se han adquirido 17.134.761 acciones propias por importe de 91.190 miles de euros y se han entregado 7.984 acciones de los planes de Scottish Power por importe de 47 miles de euros. La autocartera de Iberdrola, S.A. a fecha de formulación de estas cuentas anuales asciende a 188.963.789 acciones propias.

#### Emisión de bonos en el euromercado

El 20 de febrero de 2017 el Grupo IBERDROLA, a través de su filial Iberdrola Finanzas, S.A. (Sociedad Unipersonal), ha cerrado dos emisiones de bonos en el euromercado, con la garantía de IBERDROLA, por un importe de 100 y 50 millones de euros y vencimiento el 20 de febrero de 2024 y 2029, respectivamente.

#### Mercado bancario

El 13 de febrero de 2017 el Grupo IBERDROLA ha extendido el plazo de créditos sindicados por importe de 4.187.500 miles de euros alargando su vencimiento de 2021 a 2022.

El 15 de febrero de 2017 el Grupo IBERDROLA ha firmado un préstamo verde por importe de 500.000 miles de euros a un plazo de 18 meses con posibilidad de extender el vencimiento 12 meses adicionales, a opción de IBERDROLA.

## 51. HONORARIOS POR SERVICIOS PRESTADOS POR LOS AUDITORES DE CUENTAS

El detalle de los honorarios por servicios prestados por los auditores durante los ejercicios 2016 y 2015 es el siguiente:

Miles de euros	A IBERDROLA			Al resto de sociedades del Grupo			Total		
	Auditor principal	Otros auditores	Total	Auditor principal	Otros auditores	Total	Auditor principal	Otros auditores	Total
<b>Ejercicio 2016</b>									
Servicios de auditoría de cuentas	2.553	–	<b>2.553</b>	21.082	61	<b>21.143</b>	23.635	61	<b>23.696</b>
Otros servicios prestados relacionados con la auditoría	918	–	<b>918</b>	1.523	111	<b>1.634</b>	2.441	111	<b>2.552</b>
	<b>3.471</b>	–	<b>3.471</b>	<b>22.605</b>	<b>172</b>	<b>22.777</b>	<b>26.076</b>	<b>172</b>	<b>26.248</b>
Otros servicios profesionales	–	3.204	<b>3.204</b>	60	5.220	<b>5.280</b>	60	8.424	<b>8.484</b>
<b>Total</b>	<b>3.471</b>	<b>3.204</b>	<b>6.675</b>	<b>22.665</b>	<b>5.392</b>	<b>28.057</b>	<b>26.136</b>	<b>8.596</b>	<b>34.732</b>

Miles de euros	A IBERDROLA			Al resto de sociedades del Grupo			Total		
	Auditor principal	Otros auditores	Total	Auditor principal <sup>(1)</sup>	Otros auditores <sup>(1)</sup>	Total	Auditor principal	Otros auditores	Total
<b>Ejercicio 2015</b>									
Servicios de auditoría de cuentas	2.681	–	<b>2.681</b>	15.894	2.898	<b>18.792</b>	18.575	2.898	<b>21.473</b>
Otros servicios prestados relacionados con la auditoría (1)	1.087	–	<b>1.087</b>	7.569	680	<b>8.249</b>	8.656	680	<b>9.336</b>
	<b>3.768</b>	–	<b>3.768</b>	<b>23.463</b>	<b>3.578</b>	<b>27.041</b>	<b>27.231</b>	<b>3.578</b>	<b>30.809</b>
Otros servicios profesionales	–	824	<b>824</b>	75	2.346	<b>2.421</b>	75	3.170	<b>3.245</b>
<b>Total</b>	<b>3.768</b>	<b>824</b>	<b>4.592</b>	<b>23.538</b>	<b>5.924</b>	<b>29.462</b>	<b>27.306</b>	<b>6.748</b>	<b>34.054</b>

(1) Otros servicios prestados relacionados con la auditoría incluyen los honorarios derivados de la salida a bolsa de AVANGRID 5.890 miles de euros del auditor principal y 1.621 miles de euros de otros auditores.

## 52. BENEFICIO POR ACCIÓN

El número medio ponderado de acciones ordinarias utilizado en el cálculo del beneficio por acción básico y diluido a 31 de diciembre de 2016 y 2015 (Nota 4.ab) es el siguiente:

	2016	2015
Acciones medias durante el ejercicio	6.510.671.000	6.665.596.526
Número medio de acciones propias en cartera	(83.102.299)	(87.975.070)
<b>Número medio de acciones en circulación</b>	<b>6.427.568.701</b>	<b>6.577.621.456</b>

El beneficio básico y diluido por acción correspondiente a los ejercicios 2016 y 2015 es el siguiente:

	2016	2015
Beneficio neto (miles de euros)	2.704.983	2.421.578
Número medio de acciones en circulación	6.427.568.701	6.577.621.456
<b>Beneficio básico y diluido por acción (euros)</b>	<b>0,421</b>	<b>0,368</b>

Como se describe en las Notas 20 y 50 de estas Cuentas anuales consolidadas, en julio de 2015 y enero de 2016 se han llevado a cabo dos ampliaciones de capital liberadas en el contexto del programa *Iberdrola dividendo flexible*. De acuerdo a lo establecido en la NIC 33: "Ganancias por acción", estas ampliaciones de capital han supuesto la corrección del beneficio por acción correspondiente al ejercicio de 2015 incluido en las Cuentas anuales consolidadas de dicho ejercicio y han sido tenidas en cuenta en el cálculo del beneficio por acción básico y diluido correspondiente al ejercicio 2016.

### 53. FORMULACIÓN DE LAS CUENTAS ANUALES

Las Cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2016 han sido formuladas por los administradores de IBERDROLA el 21 de febrero de 2017.

**ANEXO**

## INFORMACIÓN ADICIONAL DEL EJERCICIO 2016 REFERENTE A LAS SOCIEDADES GRUPO, ACUERDOS CONJUNTOS Y EMPRESAS ASOCIADAS DEL GRUPO IBERDROLA

A continuación se detalla el porcentaje de participación directa o indirecta que Iberdrola, S.A. mantiene en las sociedades de sus diferentes ramas de negocios. El porcentaje de votos en los órganos de decisión de estas sociedades, que es controlado por Iberdrola, se corresponde, básicamente, con el porcentaje de participación.

(\*) Se detalla a continuación el método utilizado en cada sociedad

G: Consolidación global

E: Contabilizadas por el método de participación

Sociedad	Domicilio	Actividad	Porcentaje de participación directa o indirecta		Auditor	Método (*)
			31.12.2016	31.12.2015		
<b>NEGOCIO LIBERALIZADO</b>						
<b>España y Portugal</b>						
Cobane, A.I.E.	España	Energía	100,00	100,00	EY	G
Cogeneración Gequisa, S.A.	España	Energía	50,00	50,00	EY	E
Enercrisa, S.A.	España	Energía	50,00	50,00	KPMG	E
Energía Portátil Cogeneración, S.A.	España	Energía	50,00	50,00	EY	E
Energyworks Aranda, S.L.	España	Energía	99,00	99,00	EY	G
Energyworks Carballo, S.L.	España	Energía	99,00	99,00	EY	G
Energyworks Cartagena, S.L.	España	Energía	99,00	99,00	EY	G
Energyworks Fonz, S.L.	España	Energía	100,00	100,00	EY	G
Energyworks Milagros, S.L.	España	Energía	100,00	100,00	EY	G
Energyworks Monzón, S.L.	España	Energía	100,00	100,00	EY	G
Energyworks San Millán, S.L.	España	Energía	100,00	100,00	EY	G
Energyworks Villarrobledo, S.L.	España	Energía	99,00	99,00	EY	G
Energyworks Vit-Vall, S.L.	España	Energía	99,00	99,00	EY	G
Fudepor, S.L.	España	Energía	50,00	50,00	PWC	E
Fuerzas Eléctricas de Navarra, S.A.	España	Energía	100,00	100,00	EY	G
Hidroeléctrica Ibérica, S.L.U.	España	Energía	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Clientes, S.A.U.	España	Comercializadora	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Cogeneración, S.L.U.	España	Holding	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.	España	Comercializadora	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Generación España, S.A.U.	España	Energía	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Generación Nuclear, S.A.U.	España	Energía	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Generación, S.A.U.	España	Energía	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Operación y Mantenimiento, S.A.U.	España	Servicios	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Servicios Energéticos, S.A.U.	España	Servicios	100,00	100,00	EY	G
Iberduero, S.L.U.	España	Energía	100,00	100,00	-	G
Intermalta Energía, S.A.	España	Energía	50,00	50,00	EY	E
Nuclenor, S.A.	España	Energía	50,00	50,00	EY	E
Peninsular Cogeneración, S.A.	España	Energía	50,00	50,00	EY	E
Productos y Servicios de Confort, S.A.	España	Servicios	100,00	100,00	-	G
S.E.D.A. Cogeneración, S.A.	España	Energía	50,00	50,00	-	E
Subgrupo Tirme	España	Energía	20,00	20,00	Deloitte	E
Tarragona Power, S.L.U.	España	Energía	100,00	100,00	EY	G
Tecnomat, S.A. <sup>(5)</sup>	España	Servicios	30,00	30,00	-	-
Iberdrola Clientes Portugal, Unipessoal Ltda.	Portugal	Servicios	100,00	100,00	-	G
<b>Reino Unido</b>						
Manweb Energy Consultants, Ltd.	Reino Unido	Energía	100,00	100,00	EY	G
Scotash, Ltd.	Reino Unido	Otros	50,00	50,00	EY	E

Sociedad	Domicilio	Actividad	Porcentaje de participación directa o indirecta		Auditor	Método (*)
			31.12.2016	31.12.2015		
Scottish Power Generation Holdings Ltd.	Reino Unido	Holding	100,00	100,00	EY	G
ScottishPower (DCL), Ltd.	Reino Unido	Energía	100,00	100,00	EY	G
ScottishPower (DCOL), Ltd.	Reino Unido	Inactiva	100,00	100,00	-	G
ScottishPower (SCPL), Ltd.	Reino Unido	Energía	100,00	100,00	EY	G
ScottishPower Energy Management (Agency), Ltd.	Reino Unido	Servicios	100,00	100,00	EY	G
ScottishPower Energy Management, Ltd.	Reino Unido	Energía	100,00	100,00	EY	G
ScottishPower Energy Retail, Ltd.	Reino Unido	Energía	100,00	100,00	EY	G
ScottishPower Generation, Ltd.	Reino Unido	Energía	100,00	100,00	EY	G
SMW, Ltd.	Reino Unido	Otros	100,00	100,00	EY	G
SP Dataserve, Ltd.	Reino Unido	Gestión datos	100,00	100,00	EY	G
SP Gas Transportation Cockenzie, Ltd.	Reino Unido	Inactiva	100,00	100,00	-	G
SP Gas Transportation Hatfield, Ltd.	Reino Unido	Inactiva	100,00	100,00	-	G
<b>Resto de Europa</b>						
Iberdrola Energie Deutschland, GmbH. <sup>(5)</sup>	Alemania	Servicios	100,00	100,00	-	-
Iberdrola Energie France, S.A.S. <sup>(5)</sup>	Francia	Servicios	100,00	100,00	EY	-
Iberdrola Clienti Italia, S.R.L. (antes Iberdrola Energía Italia, S.R.L.) <sup>(5)</sup>	Italia	Servicios	100,00	100,00	-	-
Iberdrola Energie Romania, S.R.L. <sup>(5)</sup>	Rumanía	Energía	100,00	100,00	-	-
<b>México</b>						
Hidro I, S.L.U.	España	Holding	100,00	100,00	EY	G
Cinergy, S.R.L. de C.V.	México	Servicios	100,00	100,00	EY	G
Electricidad de Veracruz, S.A. de C.V.	México	Energía	100,00	100,00	EY	G
Enertek, S.A. de C.V.	México	Energía	99,99	99,99	EY	G
Iberdrola Clientes, S.A. de C.V.	México	Comercializadora	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Cogeneración Altamira, S.A. de C.V.	México	Energía	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Cogeneración Bajío, S.A. de C.V.	México	Energía	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Cogeneración Ramos, S.A. de C.V.	México	Energía	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Energía Altamira de Servicios, S.A. de C.V.	México	Servicios	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Energía Altamira, S.A. de C.V.	México	Energía	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Energía Baja California, S.A. de C.V.	México	Energía	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Energía del Golfo, S.A. de C.V.	México	Energía	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Energía Escobedo, S.A. de C.V.	México	Energía	100,00	100,00	-	G
Iberdrola Energía La Laguna, S.A. de C.V.	México	Energía	99,99	99,99	EY	G
Iberdrola Energía Monterrey, S.A. de C.V.	México	Energía	99,99	99,99	EY	G
Iberdrola Energía Norte, S.A. de C.V.	México	Energía	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Energía Noroeste, S.A. de C.V.	México	Energía	100,00	-	EY	G
Iberdrola Energía Tamazunchale, S.A. de C.V.	México	Energía	99,99	99,99	EY	G
Iberdrola Generación, S.A. de C.V.	México	Servicios	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Generación México, S.A. de C.V.	México	Holding	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola México, S.A. de C.V.	México	Holding	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Servicios Corporativos, S.A. de C.V.	México	Servicios	100,00	100,00	EY	G
Servicios Administrativos Tamazunchale, S.A. de C.V.	México	Servicios	100,00	100,00	EY	G
Servicios de Operación La Laguna, S.A. de C.V.	México	Servicios	100,00	100,00	EY	G
Servicios Industriales y Administrativos del Noreste, S.R.L. de C.V.	México	Gas	51,12	51,12	EY	G
<b>Estados Unidos y Canadá</b>						
Iberdrola Canadá Energy Services, Ltd.	Canadá	Energía	100,00	100,00	EY	G
<b>NEGOCIO RENOVABLES</b>						
<b>España</b>						
Anselmo León Hidráulica, S.L. <sup>(1)</sup>	España	Energía	100,00	100,00	-	E

Sociedad	Domicilio	Actividad	Porcentaje de participación directa o indirecta		Auditor	Método (*)
			31.12.2016	31.12.2015		
Biocantaber, S.L.	España	Energía	50,00	50,00	-	E
Bionor Eólica, S.A.	España	Energía	57,00	57,00	EY	G
Biovent Energía, S.A.	España	Energía	95,00	95,00	EY	G
Cantaber Generación Eólica, S.L.	España	Energía	69,01	69,01	EY	G
Ciener, S.A.U.	España	Holding	100,00	100,00	EY	G
Desarrollo de Energías Renovables de La Rioja, S.A.	España	Energía	40,51	40,51	EY	E
Ecobarcial, S.A.	España	Energía	43,78	43,78	EY	E
Electra de Malvana, S.A.	España	Energía	48,00	48,00	-	E
Electra Sierra de los Castillos, S.L.	España	Energía	97,00	97,00	-	G
Electra Sierra de San Pedro, S.A.	España	Energía	80,00	80,00	-	G
Eléctricas de la Alcarria, S.L.	España	Energía	90,00	90,00	-	G
Eme Hueneja Cuatro, S.L.	España	Energía	100,00	100,00	-	G
Energía de Castilla y León, S.A.	España	Energía	85,50	85,50	EY	G
Energías Ecológicas de Tenerife, S.A. (3)	España	Energía	50,00	50,00	-	G
Energías Eólicas de Cuenca, S.A.U.	España	Energía	100,00	100,00	EY	G
Energías Renovables de la Región de Murcia, S.A.U.	España	Energía	100,00	100,00	EY	G
Eólica Campollano, S.A.	España	Energía	25,00	25,00	KPMG	E
Eólica 2000, S.L.	España	Holding	51,00	51,00	EY	G
Eólicas de Euskadi, S.A.U.	España	Energía	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Energía Solar de Puertollano, S.A.	España	Energía	90,00	90,00	EY	G
Iberdrola Renewables Solutions, S.A.U.	España	Energía	100,00	100,00	-	G
Iberdrola Renovables Galicia, S.A.U.	España	Holding	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Renovables Andalucía, S.A.U.	España	Holding	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Renovables Aragón, S.A.U.	España	Holding	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Renovables Canarias, S.A.U.	España	Holding	100,00	100,00	-	G
Iberdrola Renovables Castilla – La Mancha, S.A.U.	España	Holding	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Renovables Castilla y León, S.A.	España	Holding	95,00	95,00	EY	G
Iberdrola Renovables Energía, S.A.U.	España	Holding	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Renovables La Rioja, S.A. (2)	España	Holding	63,55	63,55	EY	E
Ibernova Promociones, S.A.U.	España	Holding	100,00	100,00	EY	G
Iberjalón, S.A.	España	Energía	80,00	80,00	-	G
Minicentrales del Tajo, S.A.	España	Energía	66,58	66,58	EY	G
Molinos de La Rioja, S.A.	España	Energía	42,37	42,37	EY	E
Molinos del Cidacos, S.A.	España	Energía	31,78	31,78	EY	E
Parque Eólico Cruz del Carrutero, S.L.	España	Energía	76,00	76,00	EY	G
Peache Energías Renovables, S.A.	España	Energía	95,00	95,00	-	G
Producciones Energéticas Asturianas, S.L.	España	Energía	80,00	80,00	EY	G
Producciones Energéticas de Castilla y León, S.A. (2)	España	Energía	85,50	85,50	EY	E
Renovables de la Ribera, S.L. (5)	España	Energía	50,00	50,00	-	-
Sistemas Energéticos Altamira, S.A.U.	España	Energía	100,00	100,00	EY	G
Sistemas Energéticos Chandrexa, S.A.	España	Energía	96,07	96,07	EY	G
Sistemas Energéticos del Moncayo, S.A.	España	Energía	75,00	75,00	EY	G
Sistemas Energéticos La Gomera, S.A.U.	España	Energía	100,00	100,00	EY	G
Sistemas Energéticos La Higuera, S.A.	España	Energía	55,00	55,00	EY	G
Sistemas Energéticos de la Linera, S.A.U.	España	Energía	100,00	100,00	EY	G
Sistemas Energéticos La Muela, S.A.	España	Energía	80,00	80,00	EY	G
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A.	España	Energía	78,00	78,00	EY	G
Sistemas Energéticos Nacimiento, S.A.U.	España	Energía	100,00	100,00	EY	G
Sistemas Energéticos Tacica de Plata, S.A.U.	España	Energía	100,00	100,00	EY	G
Sistemas Energéticos Torralba, S.A.	España	Energía	60,00	60,00	EY	G
Sistemas Energetics Savalla del Comtat, S.A.U.	España	Energía	100,00	100,00	EY	G
Sociedad Gestora de Parques Eólicos de Andalucía, S.A.	España	Energía	63,91	63,91	EY	G
Sotavento Galicia, S.A. (4)	España	Energía	8,00	8,00	Otros	E
<b>Reino Unido</b>						
Celpower, Ltd.	Reino Unido	Energía	50,00	50,00	KPMG	E
Coldham Windfarm, Ltd.	Reino Unido	Energía	80,00	80,00	EY	G
East Anglia Offshore Wind, Ltd.	Reino Unido	Energía	50,00	50,00	EY	E

Sociedad	Domicilio	Actividad	Porcentaje de participación directa o indirecta		Auditor	Método (*)
			31.12.2016	31.12.2015		
East Anglia One, Ltd.	Reino Unido	Energía	100,00	100,00	-	G
East Anglia Three, Ltd.	Reino Unido	Energía	100,00	50,00	-	G
Morecambe Wind, Ltd.	Reino Unido	Energía	50,00	50,00	EY	E
ScottishPower Renewable Energy, Ltd.	Reino Unido	Holding	100,00	100,00	EY	G
ScottishPower Renewables (WODS), Ltd.	Reino Unido	Energía	100,00	100,00	EY	G
ScottishPower Renewables UK, Ltd.	Reino Unido	Energía	100,00	100,00	EY	G
<b>Resto del Mundo</b>						
Iberdrola Renovables Offshore Deutschland, GmbH.	Alemania	Energía	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Renovables Deutschland, GmbH.	Alemania	Energía	100,00	100,00	EY	G
ScottishPower Hazelwood, Pty. Ltd.	Australia	Holding	100,00	100,00	-	-
Iberdrola Renewables Bulgaria, EOOD.	Bulgaria	Energía	100,00	100,00	-	G
Iberdrola Renewables Canadá, Ltd.	Canadá	Holding	100,00	100,00	-	G
Rokas Aeoliki Cyprus, Ltd.	Chipre	Energía	74,82	74,82	EY	G
Ailes Marine, S.A.S.	Francia	Energía	70,00	70,00	EY	G
Iberdrola Renovables France, S.A.S.	Francia	Energía	100,00	100,00	EY	G
C. Rokas Industrial Commercial Company, S.A.	Grecia	Holding	99,76	99,76	EY	G
PPC Renewables Rokas, S.A.	Grecia	Energía	50,88	50,88	EY	G
Rokas Aeoliki Achladotopos, S.A.	Grecia	Energía	99,63	99,63	EY	G
Rokas Aeoliki Macedonia I, S.A.	Grecia	Energía	99,76	99,76	EY	G
Rokas Aeoliki Macedonia II, S.A.	Grecia	Energía	99,76	99,76	EY	G
Rokas Aeoliki Peloponnisos I, S.A.	Grecia	Energía	99,76	99,76	EY	G
Rokas Aeoliki Peloponnisos II, S.A.	Grecia	Energía	99,76	99,76	EY	G
Rokas Aeoliki Thraki III, S.A.	Grecia	Energía	99,61	99,61	EY	G
Rokas Aeoliki Vorios Ellas I, S.A.	Grecia	Energía	99,76	99,76	EY	G
Rokas Aeoliki Vorios Ellas II, S.A.	Grecia	Energía	99,76	99,76	EY	G
Rokas Aeolos, Ltd.	Grecia	Energía	99,76	99,76	EY	G
Rokas Construction, S.A.	Grecia	Energía	99,76	99,76	EY	G
Rokas Energy, S.A.	Grecia	Energía	99,72	99,72	EY	G
Rokas Hydroelectric, S.A.	Grecia	Energía	99,76	99,76	EY	G
Iberdrola Renovables Magyarország, KFT.	Hungría	Holding	75,00	75,00	EY	G
Eólica Lucana, S.R.L.	Italia	Energía	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Renovables Italia, S.p.A.	Italia	Holding	100,00	100,00	-	G
Societa Energie Rinnovabili 2, S.p.A.	Italia	Energía	50,00	50,00	-	E
Uppm-Rokas Cranes, S.I.A. <sup>(5)</sup>	Letonia	Energía	49,88	49,88	-	-
Iberdrola Renovables Portugal, S.A.	Portugal	Holding	100,00	100,00	EY	G
Parque Eólico da Serra do Alvao, S.A.	Portugal	Energía	100,00	100,00	EY	G
Eólica Dobrogea One, S.R.L.	Rumanía	Energía	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Renovables Romania, S.R.L.	Rumanía	Holding	100,00	100,00	EY	G
<b>México</b>						
BII NEE Stipa Energía Eólica, S.A. de C.V.	México	Energía	99,99	99,99	EY	G
Corporativo Iberdrola Renovables México, S.A. de C.V.	México	Servicios	100,00	100,00	EY	G
Energías Renovables Venta III, S.A. de C.V.	México	Energía	100,00	100,00	EY	G
Eólica Dos Arbolitos S.A.P.I. de C.V.	México	Energía	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Renovables Centro, S.A. de C.V.	México	Energía	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Renovables del Bajío, S.A. de C.V.	México	Energía	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Renovables del Irapuato, S.A. de C.V.	México	Energía	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Renovables del Zacatecas, S.A. de C.V.	México	Energía	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Renovables México, S.A. de C.V.	México	Holding	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Renovables Noroeste, S.A. de C.V.	México	Energía	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Renovables Norte, S.A. de C.V.	México	Energía	100,00	100,00	EY	G
Parque Industrial de Energía Renovables, S.A. de C.V.	México	Energía	51,00	51,00	-	G
Parques Ecológicos de México, S.A. de C.V.	México	Energía	99,99	99,99	EY	G
Pier II Quecholac Felipe Ángeles, S.A. de C.V.	México	Energía	51,00	51,00	EY	G
Pier IV, S.A. de C.V.	México	Energía	51,00	51,00	-	G
Proyecto Alternativa Energética de México, S.A. de C.V.	México	Energía	100,00	-	EY	-



Sociedad	Domicilio	Actividad	Porcentaje de participación directa o indirecta		Auditor	Método (*)
			31.12.2016	31.12.2015		
Servicios de Operación Eoloeléctrica de México, S.A. de C.V.	México	Servicios	100,00	100,00	EY	G
<b>Brasil</b>						
Arizona 1 Energía Renovável, S.A.	Brasil	Energía	69,50	69,50	EY	G
Caetitê 1 Energía Renovável, S.A. <sup>(2)</sup>	Brasil	Energía	69,50	69,50	EY	E
Caetitê 2 Energía Renovável, S.A. <sup>(2)</sup>	Brasil	Energía	69,50	69,50	EY	E
Caetitê 3 Energía Renovável, S.A.	Brasil	Energía	69,50	69,50	EY	G
Calango 1 Energía Renovável, S.A. <sup>(2)</sup>	Brasil	Energía	69,50	69,50	EY	E
Calango 2 Energía Renovável, S.A.	Brasil	Energía	69,50	69,50	EY	G
Calango 3 Energía Renovável, S.A.	Brasil	Energía	69,50	69,50	EY	G
Calango 4 Energía Renovável, S.A. <sup>(2)</sup>	Brasil	Energía	69,50	69,50	EY	E
Calango 5 Energía Renovável, S.A. <sup>(2)</sup>	Brasil	Energía	69,50	69,50	EY	E
Calango 6 Energía Renovável, S.A. <sup>(2)</sup>	Brasil	Energía	69,50	69,50	EY	E
Canoas Energía Renovável, S.A. <sup>(2)</sup>	Brasil	Energía	69,50	69,50	EY	E
Elektro Renováveis do Brasil, S.A. (antes Iberdrola Renováveis do Brasil, S.A.)	Brasil	Energía	100,00	100,00	EY	G
Energias Renováveis do Brasil, S.A.	Brasil	Energía	100,00	100,00	EY	G
FE Participações, S.A.	Brasil	Energía	69,50	69,50	EY	G
Força Eolica do Brasil 1, S.A. <sup>(2)</sup>	Brasil	Energía	69,50	69,50	EY	E
Força Eolica do Brasil 2, S.A.	Brasil	Energía	69,50	69,50	EY	G
Força Eolica do Brasil, S.A. <sup>(2)</sup>	Brasil	Energía	69,50	69,50	EY	E
Lagoa I, S.A. (2)	Brasil	Energía	69,50	69,50	EY	E
Lagoa II, S.A. (2)	Brasil	Energía	69,50	69,50	EY	E
Mel 2 Energía Renovável, S.A.	Brasil	Energía	69,50	69,50	EY	G
Santana 1, Energía Renovável, S.A. <sup>(2)</sup>	Brasil	Energía	69,50	69,50	EY	E
Santana 2, Energía Renovável, S.A. <sup>(2)</sup>	Brasil	Energía	69,50	69,50	EY	E
<b>Innovación</b>						
Algaenergy, S.A. <sup>(5)</sup>	España	Energía	17,81	19,32	KPMG	-
Arborea Intellbird, S.L. <sup>(4)</sup>	España	Servicios	18,89	18,89	-	E
Atten2 Advanced Monitoring Technologies, S.L.	España	Servicios	21,22	18,29	-	E
GDES Technology for services, S.L.	España	Servicios	40,00	40,00	-	E
Iberdrola Servicios de Innovación, S.L.	España	Servicios	100,00	100,00	-	G
Inversiones Financieras Perseo, S.L.	España	Holding	100,00	100,00	EY	G
Oceantec Energías Marinas, S.L.	España	Energía	44,39	44,39	EY	E
Iberdrola QSTP, LLC	Qatar	Energía	100,00	-	-	G
<b>NEGOCIO REDES</b>						
<b>España</b>						
Anselmo León Distribución, S.L. <sup>(1)</sup>	España	Energía	100,00	100,00	-	E
Anselmo León, S.A.U. <sup>(1)</sup>	España	Holding	100,00	100,00	-	E
Bidelek Sareak, A.I.E. <sup>(2)</sup>	España	Otros	54,00	54,00	EY	E
Distribuidora de Energía Eléctrica Enrique García Serrano, S.L. <sup>(1)</sup>	España	Energía	100,00	100,00	-	E
Distribuidora Eléctrica Navasfrías, S.L. <sup>(1)</sup>	España	Energía	100,00	100,00	-	E
Eléctrica Conquense Distribución, S.A.	España	Energía	53,59	53,59	EY	G
Eléctrica Conquense, S.A.	España	Energía	53,59	53,59	EY	G
Electro-Distribuidora Castellano-Leonesa, S.A. <sup>(1)</sup>	España	Energía	100,00	100,00	-	E
Empresa Eléctrica del Cabriel, S.L. <sup>(1)</sup>	España	Energía	100,00	100,00	-	E
Herederos María Alonso Calzada – Venta de Baños, S.L. <sup>(1)</sup>	España	Energía	100,00	100,00	-	E
San Cipriano de Rueda Distribución, S.L. (antes Hidroeléctrica de San Cipriano de Rueda, S.L.) <sup>(1)</sup>	España	Energía	100,00	100,00	-	E
Iberdrola Distribución de Gas, S.A.U.	España	Inactiva	100,00	100,00	-	G
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	España	Energía	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Infraestructuras y Servicios de Redes, S.A. <sup>(5)</sup>	España	Inactiva	100,00	100,00	-	-

Sociedad	Domicilio	Actividad	Porcentaje de participación directa o indirecta		Auditor	Método (*)
			31.12.2016	31.12.2015		
Iberdrola Redes España, S.A.U.	España	Energía	100,00	100,00	EY	G
Sociedad Distribuidora de Electricidad de Elorrio, S.A. <sup>(1)</sup>	España	Energía	97,95	96,86	-	E
<b>Reino Unido</b>						
Manweb Services, Ltd.	Reino Unido	Energía	100,00	100,00	EY	G
NGET/SPT Upgrades, Ltd.	Reino Unido	Energía	50,00	50,00	EY	E
Scottish Power Energy Networks Holdings, Ltd.	Reino Unido	Holding	100,00	100,00	EY	G
SP Distribution, Plc.	Reino Unido	Energía	100,00	100,00	EY	G
SP Gas, Ltd.	Reino Unido	Inactiva	100,00	100,00	-	G
SP Manweb, Plc.	Reino Unido	Energía	100,00	100,00	EY	G
SP Network Connections, Ltd.	Reino Unido	Conexiones uso gral.	100,00	100,00	EY	G
SP Power Systems, Ltd.	Reino Unido	Serv.Gestió n activos	100,00	100,00	EY	G
SP Transmission, Plc.	Reino Unido	Energía	100,00	100,00	EY	G
<b>Brasil</b>						
Afluente Geração de Energia Elétrica, S.A.	Brasil	Energía	42,76	42,76	EY	E
Afluente Transmissao de Energia Elétrica, S.A.	Brasil	Energía	42,76	42,76	EY	E
Baguari Geração de Energia Elétrica, S.A.	Brasil	Energía	39,00	39,00	EY	E
Bahia PCH I, S.A.	Brasil	Energía	39,00	39,00	EY	E
Bahia PCH II, S.A. Bahía Pequeña C. Hidroeléctrica	Brasil	Energía	39,00	39,00	PWC	E
Bahia PCH III, S.A. Bahía Geração de Energia	Brasil	Energía	39,00	39,00	PWC	E
Belo Monte Participações, S.A.	Brasil	Energía	39,00	39,00	EY	E
Capuava Energy, Ltda.	Brasil	Energía	39,00	39,00	-	E
Companhia de Eletricidade do Estado do Bahia, S.A.	Brasil	Energía	37,57	37,57	EY	E
Companhia Energética de Pernambuco, S.A.	Brasil	Energía	34,96	34,96	EY	E
Companhia Energetica do Rio Grande do Norte, S.A.	Brasil	Energía	35,67	35,67	EY	E
Companhia Hidrelétrica Teles Pires, S.A. <sup>(4)</sup>	Brasil	Energía	19,89	19,54	EY	E
Elektro Comercializadora de Energia Ltda.	Brasil	Energía	100,00	100,00	EY	G
Elektro Holding, S.A. (antes Iberdrola Brasil, S.A.)	Brasil	Holding	100,00	100,00	EY	G
Elektro Operação e Manutenção, Ltda. (antes Iberdrola Operação e Manutenção, Ltda.)	Brasil	Servicios	99,99	99,99	EY	G
Elektro Redes, S.A. (antes Elektro Electricidade e Serviços, S.A.)	Brasil	Energía	99,68	99,68	EY	G
Energetica Aguas da Pedra, S.A. (4)	Brasil	Energía	19,89	19,89	PWC	E
Energética Corumba III, S.A. (4)	Brasil	Energía	9,75	6,08	Otros	E
Energyworks do Brasil, Ltda.	Brasil	Energía	39,00	39,00	EY	E
Geração Ceu Azul, S.A.	Brasil	Energía	39,00	39,00	EY	E
Geração CIII, S.A.	Brasil	Energía	39,00	39,00	EY	E
Goias Sul Geração de Energia, S.A.	Brasil	Energía	39,00	39,00	EY	E
Itapebí Geração de Energia, S.A.	Brasil	Energía	39,00	39,00	EY	E
Lanmóvil Amara Celular da Bahia Ltd. (Lanmara) <sup>(1)</sup>	Brasil	Comercialización	65,00	65,00	-	-
Meridiano 1 Energia renovavel, S.A.	Brasil	Energía	39,00	39,00	PWC	E
Meridiano 2 Energia renovavel, S.A.	Brasil	Energía	39,00	39,00	PWC	E
Meridiano 3 Energia renovavel, S.A.	Brasil	Energía	39,00	39,00	PWC	E
Meridiano 4 Energia renovavel, S.A.	Brasil	Energía	39,00	39,00	PWC	E
Meridiano 5 Energia renovavel, S.A.	Brasil	Energía	39,00	39,00	PWC	E
Meridiano 6 Energia renovavel, S.A.	Brasil	Energía	39,00	39,00	PWC	E
NC Energia, S.A.	Brasil	Energía	39,00	39,00	EY	E
Neoenergia Investimentos, S.A.	Brasil	Servicios	39,00	39,00	EY	E
Neoenergia Operação e Manutenção, S.A.	Brasil	Servicios	39,00	39,00	EY	E
Neoenergia Servicios, Ltd.	Brasil	Servicios	39,00	39,00	EY	E
Neoenergia, S.A.	Brasil	Holding	39,00	39,00	EY	E
Norte Energia, S.A. <sup>(4)</sup>	Brasil	Energía	3,90	3,90	PWC	E
PCH Alto do Rio Grande, S.A.	Brasil	Energía	39,00	39,00	-	E
Potiguar Sul Transmissao de Energia, S.A.	Brasil	Energía	39,00	39,00	EY	E

Sociedad	Domicilio	Actividad	Porcentaje de participación directa o indirecta		Auditor	Método (*)
			31.12.2016	31.12.2015		
Rio PCH I, S.A.	Brasil	Energía	27,30	27,30	PWC	E
S.E. Narandiba, S.A.	Brasil	Energía	39,00	39,00	EY	E
Sever RJ Participacoes S.A.	Brasil	Energía	39,00	39,00	PWC	E
Soumaya RJ Participacoes S.A.	Brasil	Energía	39,00	39,00	PWC	E
Tacca RJ Participacoes S.A.	Brasil	Energía	39,00	39,00	PWC	E
Titanum RJ Participacoes S.A.	Brasil	Energía	39,00	39,00	PWC	E
Teles Pires Participações, S.A. <sup>(4)</sup>	Brasil	Holdering	19,72	19,72	PWC	E
Termopernambuco, S.A.	Brasil	Energía	39,00	39,00	PWC	E
Garter Properties, Inc.	Islas Virg. Britan.	Inactiva	39,00	39,00	PWC	E

**AVANGRID****Negocio Liberalizado**

Caledonia Energy Partners, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
E.O. Resources, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Enstor Energy Services, LLC (antes Iberdrola Energy Services, LLC)	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Enstor Gas, LLC (antes Iberdrola Energy Holding, LLC)	EE.UU.	Holdering	81,50	81,50	-	G
Enstor Grama Ridge Storage and Transportation, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Enstor Houston Hub Storage and Transportation, Ltd.	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Enstor Inc.	EE.UU.	Holdering	81,50	81,50	-	G
Enstor Katy Storage and Transportation, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Enstor Louisiana, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Enstor Operating Company, LLC	EE.UU.	Holdering	81,50	81,50	-	G
Enstor Sundance Storage and Transportation, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Enstor Waha Storage and Transportation, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Freebird Assets Inc.	EE.UU.	Holdering	81,50	81,50	-	G
Freebird Gas Storage, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Gemini Capital, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G

**Negocio Renovables**

Aeolus Wind Power II, LLC <sup>(6)</sup>	EE.UU.	Holdering	61,13	61,13	EY	G
Aeolus Wind Power III, LLC <sup>(6)</sup>	EE.UU.	Holdering	61,13	61,13	EY	G
Aeolus Wind Power IV, LLC <sup>(6)</sup>	EE.UU.	Holdering	61,13	61,13	EY	G
Atlantic Renewable Energy Corporation	EE.UU.	Holdering	81,50	81,50	-	G
Atlantic Renewable Projects II, LLC <sup>(6)</sup>	EE.UU.	Holdering	61,13	61,13	-	G
Atlantic Renewable Projects, LLC <sup>(6)</sup>	EE.UU.	Holdering	61,13	61,13	-	G
Atlantic Wind, LLC	EE.UU.	Holdering	81,50	81,50	-	G
Aurora Solar, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Avangrid Arizona Renewables, LLC (antes Iberdrola Arizona Renewables, LLC)	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Avangrid Logistic Services, LLC (antes Iberdrola Logistic Services, LLC)	EE.UU.	Holdering	81,50	81,50	-	G
Avangrid Renewables Holdings, Inc. (antes Iberdrola Renewables Holdings, Inc.)	EE.UU.	Holdering	81,50	81,50	-	G
Avangrid Renewables, LLC (antes Iberdrola Renewables, LLC)	EE.UU.	Holdering	81,50	81,50	-	G
Avangrid Texas Renewables, LLC (antes Iberdrola Texas Renewables, LLC)	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Bakeoven Wind, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Barton Windpower, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Big Horn II Wind Project, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Big Horn Wind Project, LLC <sup>(6)</sup>	EE.UU.	Energía	61,13	61,13	-	G
Blue Creek Wind Farm, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Buffalo Ridge I, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Buffalo Ridge II, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	Porcentaje de participación directa o indirecta		Auditor	Método (*)
			31.12.2016	31.12.2015		
Buffalo Ridge III, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Casselman Wind Power, LLC <sup>(6)</sup>	EE.UU.	Energía	61,13	61,13	-	G
Deerfield Wind, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Desert Wind Farm, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Dillon Wind, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
El Cabo Wind, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
El Cabo Wind Holdings	EE.UU.	Holding	81,50	81,50	-	G
Elk River Wind Farm, LLC <sup>(6)</sup>	EE.UU.	Energía	61,13	61,13	-	G
Elm Creek Wind II, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Elm Creek Wind, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Farmers City Wind, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Flat Rock Windpower II, LLC <sup>(6)</sup>	EE.UU.	Energía	30,56	30,56	EY	E
Flat Rock Windpower, LLC <sup>(6)</sup>	EE.UU.	Energía	30,56	30,56	EY	E
Flying Cloud Power Partners, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Goodland Wind, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Groton Wind, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Hardscrabble Wind Power, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Hay Canyon Wind, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Hazelwood Australia, Inc. <sup>(5)</sup>	EE.UU.	Holding	81,50	81,50	-	-
Hazelwood Ventures, Inc. <sup>(5)</sup>	EE.UU.	Holding	81,50	81,50	-	-
Heartland Wind, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Helix Wind Power Facility, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Juniper Canyon Wind Power II, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Juniper Canyon Wind Power, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Klamath Energy, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Klamath Generation, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Klondike Wind Power II, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Klondike Wind Power III, LLC <sup>(6)</sup>	EE.UU.	Energía	61,13	61,13	-	G
Klondike Wind Power, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	73,35	-	G
Lakeview Cogeneration, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Leaning Juniper Wind Power II, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Leipsic Wind, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Lempster Wind, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Locust Ridge II, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Locust Ridge Wind Farms, LLC <sup>(3)</sup>	EE.UU.	Energía	37,74	37,74	EY	G
Loma Vista, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Manzana Power Services, Inc.	EE.UU.	Servicios	81,50	81,50	-	G
Manzana Wind, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Midland Wind, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Minndakota Wind, LLC <sup>(6)</sup>	EE.UU.	Energía	61,13	61,13	-	G
Montague Wind Power Facility, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Moraine Wind II, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Moraine Wind, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	73,35	-	G
Mount Pleasant Wind, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Mountain View Power Partners III, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	73,35	-	G
New England Wind, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
New Harvest Wind Project, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Northern Iowa WindPower II, LLC <sup>(6)</sup>	EE.UU.	Energía	61,13	61,13	-	G
Otter Creek Wind Farm, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Pacific Harbor Capital, Inc.	EE.UU.	Otros	81,50	81,50	-	G
Pacific Solar Investments, Inc.	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Pacific Wind Development, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Pebble Springs Wind, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Phoenix Wind Power, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
PPM Colorado Wind Ventures, Inc.	EE.UU.	Holding	81,50	81,50	-	G
PPM Roaring Brook, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
PPM Technical Services, Inc.	EE.UU.	Servicios	81,50	81,50	-	G
PPM Wind Energy, LLC	EE.UU.	Holding	81,50	81,50	-	G
Providence Heights Wind, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Rugby Wind, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
San Luis Solar, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
ScottishPower Financial Services, Inc.	EE.UU.	Holding	81,50	81,50	-	G
ScottishPower Group Holdings Company	EE.UU.	Holding	81,50	81,50	-	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	Porcentaje de participación directa o indirecta		Auditor	Método (*)
			31.12.2016	31.12.2015		
ScottishPower International Group Holdings Company	EE.UU.	Holding	81,50	81,50	-	-
Shiloh I Wind Project, LLC <sup>(6)</sup>	EE.UU.	Energía	61,13	61,13	-	G
South Chestnut, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Start Point Wind Project, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Streator Cayuga Ridge Wind Power, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Streator Deer Run Wind Farmer, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Trimont Wind I, LLC <sup>(6)</sup>	EE.UU.	Energía	61,13	61,13	-	G
Tule Wind, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Twin Buttes Wind, LLC <sup>(6)</sup>	EE.UU.	Energía	61,13	61,13	-	G
Twin Buttes Wind II, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
West Valley Leasing Company, LLC	EE.UU.	Servicios	81,50	81,50	-	-
Winnebago Windpower II, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Winnebago Windpower, LLC	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
<b>Negocio Redes</b>						
Avangrid, Inc.	EE.UU.	Holding	81,50	81,50	EY	G
Avangrid Enterprises, Inc. (antes Iberdrola USA Enterprises, Inc.)	EE.UU.	Holding	81,50	81,50	-	G
Avangrid Management Company, LLC (antes Iberdrola USA Group, LLC)	EE.UU.	Holding	81,50	81,50	-	G
Avangrid Service Company (antes Iberdrola USA Management Corporation)	EE.UU.	Servicios	81,50	81,50	-	G
Avangrid New York TransCo, LLC (antes Iberdrola USA Networks New York TransCo, LLC)	EE.UU.	Holding	81,50	81,50	-	G
Avangrid Networks, Inc. (antes Iberdrola USA Networks, Inc.)	EE.UU.	Holding	81,50	81,50	EY	G
Avangrid Solutions, Inc. (antes Iberdrola USA Solutions, Inc.)	EE.UU.	Marketing	81,50	81,50	-	G
Berkshire Energy Resources	EE.UU.	Holding	81,50	81,50	PWC	G
Cayuga Energy, Inc.	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	-	G
Central Maine Power Company	EE.UU.	Electricidad	81,50	81,50	EY	G
Chester SVC Partnership <sup>(3)</sup>	EE.UU.	Electricidad	40,75	40,75	EY	G
CMP Group, Inc.	EE.UU.	Holding	81,50	81,50	-	G
CNE Energy Services Group, LLC	EE.UU.	Servicios	81,50	81,50	-	G
CNE Peaking, LLC	EE.UU.	Servicios	81,50	81,50	-	G
Connecticut Energy Corporation	EE.UU.	Holding	81,50	81,50	PWC	G
Connecticut Natural Gas Corporation	EE.UU.	Gas	81,50	81,50	-	G
CTG Resources, Inc.	EE.UU.	Holding	81,50	81,50	PWC	G
GCE Holding, LLC	EE.UU.	Holding	40,75	40,75	-	-
GenConn Devon, LLC	EE.UU.	Generación	40,75	40,75	-	-
GenConn Energy, LLC	EE.UU.	Generación	40,75	40,75	-	-
GenConn Middletown, LLC	EE.UU.	Generación	40,75	40,75	-	-
Maine Electric Power Company, Inc.	EE.UU.	Energía	63,80	63,80	-	G
Maine Natural Gas Corporation	EE.UU.	Gas	81,50	81,50	EY	G
Maine Yankee Atomic Power Company <sup>(5)</sup>	EE.UU.	Electricidad	30,97	30,97	-	-
MaineCom Services	EE.UU.	Telecomunicaciones	81,50	81,50	-	G
New York State Electric & Gas Corporation	EE.UU.	Electricidad y Gas	81,50	81,50	EY	G
NORVARCO	EE.UU.	Holding	81,50	81,50	-	G
Nth Power Technologies Fund I, LP. <sup>(5)</sup>	EE.UU.	Otros	21,92	21,92	-	-
RGS Energy Group, Inc.	EE.UU.	Holding	81,50	81,50	-	G
Rochester Gas and Electric Corporation	EE.UU.	Electricidad y Gas	81,50	81,50	EY	G
South Glens Falls Energy, LLC <sup>(5)</sup>	EE.UU.	Energía	69,28	69,28	-	-
TEN Transmission Company	EE.UU.	Gas	81,50	81,50	-	G
The Berkshire Gas Company	EE.UU.	Gas	81,50	81,50	-	G
The Southern Connecticut Gas Company (SCG)	EE.UU.	Gas	81,50	81,50	-	G
The Union Water Power Company	EE.UU.	Servicios	81,50	81,50	-	G
The United Illuminating Company	EE.UU.	Energía	81,50	81,50	PWC	G
Thermal Energies, Inc.	EE.UU.	Inactiva	81,50	81,50	-	-

Sociedad	Domicilio	Actividad	Porcentaje de participación directa o indirecta		Auditor	Método (*)
			31.12.2016	31.12.2015		
Total Peaking Services, LLC	EE.UU.	Servicios	81,50	81,50	-	G
UIL Distributed Resources	EE.UU.	Servicios	81,50	81,50	-	G
UIL Group, LLC	EE.UU.	Holding	81,50	-	-	G
UIL Holdings Corporation	EE.UU.	Holding	81,50	81,50	PWC	G
United Capital Investments	EE.UU.	Inactiva	81,50	81,50	-	G
United Resources, Inc.	EE.UU.	Holding	81,50	81,50	-	G
WGP Acquisition, LLC	EE.UU.	Inactiva	81,50	81,50	-	-
Xcelcom Inc.	EE.UU.	Inactiva	81,50	81,50	-	G
Xcel Services, Inc.	EE.UU.	Inactiva	81,50	81,50	-	-

**OTROS NEGOCIOS****Ingeniería**

Adicora Servicios de Ingeniería, S.L.U.	España	Ingeniería	100,00	100,00	-	G
Empresarios Agrupados Internacional, S.A.	España	Ingeniería	25,46	25,46	PWC	E
Empresarios Agrupados, A.I.E.	España	Ingeniería	25,46	25,46	PWC	E
Ghesa Ingeniería y Tecnología, S.A.	España	Ingeniería	41,18	41,18	PWC	E
Iberdrola Ingeniería de Explotación, S.A.U.	España	Ingeniería	100,00	100,00	-	G
Iberdrola Ingeniería y Construcción, S.A.U.	España	Ingeniería	100,00	100,00	EY	G
Ingeniería, Estudios y Construcciones, S.A.	España	Ingeniería	100,00	100,00	-	G
Iberdrola Engineering and Construction Saudi Arabia, LLC	Arabia Saudí	Ingeniería	100,00	100,00	-	G
Iberdrola Construção e Serviços, Ltd.	Brasil	Ingeniería	100,00	100,00	-	G
Iberdrola Energy Projects Canada Corporation	Canadá	Ingeniería	100,00	100,00	-	G
Iberdrola Ingeniería y Construcción Costa Rica, S.A. (5)	Costa Rica	Ingeniería	100,00	100,00	-	G
Iberdrola Energy Project, Inc.	EE.UU.	Ingeniería	100,00	100,00	-	G
Iberinco Hellas Techniki kai Kataskevastiki EPE	Grecia	Ingeniería	100,00	100,00	-	G
Iberdrola Ingegneria e Costruzioni Italia, SRL.	Italia	Ingeniería	100,00	100,00	-	G
Enermón S.A. de C.V.	México	Ingeniería	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Ingeniería y Construcción México, S.A. de C.V.	México	Ingeniería	100,00	100,00	EY	G
Iberservicios, S.A. de C.V.	México	Ingeniería	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Engineering and Construction Poland, SP. Z.O.O.	Polonia	Ingeniería	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Engenharia e Construção Portugal, Unipessoal Lda.	Portugal	Ingeniería	100,00	100,00	-	G
Iberdrola Engineering and Construction Networks, Ltd.	Reino Unido	Ingeniería	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Engineering and Construction UK, Ltd.	Reino Unido	Ingeniería	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Engineering and Construction Ro, SRL.	Rumanía	Ingeniería	100,00	100,00	-	G
Iberdrola Inzhiniring I Stroiteistvo, LLC	Rusia	Ingeniería	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Engineering and Construction South Africa	Sudáfrica	Ingeniería	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Ingeniería y Construcción Venezuela, S.A.	Venezuela	Ingeniería	99,81	99,81	EY	G

**Inmobiliaria**

Arrendamiento de Viviendas Protegidas Siglo XXI, S.L.	España	Inmobiliaria	100,00	100,00	-	G
Camarate Golf, S.A.	España	Inmobiliaria	26,00	26,00	Deloitte	E
Fiuna, S.A.	España	Inmobiliaria	100,00	70,00	PWC	G
Iberdrola Inmobiliaria Patrimonio, S.A.U.	España	Inmobiliaria	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Inmobiliaria, S.A.	España	Inmobiliaria	100,00	100,00	EY	G
Promotora la Castellana de Burgos, S.A.	España	Inmobiliaria	100,00	100,00	EY	G
Urbanizadora Marina de Cope, S.L.	España	Inmobiliaria	80,00	80,00	EY	G
Iberdrola Inmobiliaria Real State Investment, EOOD	Bulgaria	Inmobiliaria	100,00	100,00	-	G

Sociedad	Domicilio	Actividad	Porcentaje de participación directa o indirecta		Auditor	Método (*)
			31.12.2016	31.12.2015		
Desarrollos Inmobiliarias Laguna del Mar, S.A. de C.V.	México	Inmobiliaria	100,00	100,00	EY	G
Promociones La Malinche, S.A. de C.V.	México	Inmobiliaria	50,00	50,00	-	E
<b>Otros negocios</b>						
Amara, S.A.U. <sup>(1)</sup>	España	Servicios y comerc. materiales	100,00	100,00	EY	E
Subgrupo Corporación IBV Participaciones Empresariales	España	Inactiva	50,00	50,00	Deloitte	E
Gamesa Corporación Tecnológica, S.A. <sup>(4)</sup>	España	Holding	19,69	19,69	EY	E
Iberdrola Inversiones 2010, S.A.U.	España	Holding	100,00	100,00	-	G
Iberdrola Participaciones, S.A.U. (antes Iberdrola Redes, S.A.)	España	Holding	100,00	100,00	-	G
Investigación y Desarrollo de Equipos Avanzados, S.A.U. <sup>(1)</sup>	España	Servicios	100,00	100,00	-	E
Keytech Sistemas Integrales, S.A.	España	Sistemas Seguridad	37,00	37,00	-	E
Amara Brasil, Ltd. <sup>(1)</sup>	Brasil	Servicios	100,00	100,00	EY	E
Ergytech Inc. <sup>(1)</sup>	EE.UU.	Agente de compras	100,00	100,00	EY	E
Amergy Mexicana, S.A. de C.V. <sup>(1)</sup>	México	Comercialización	100,00	100,00	EY	E
Amergy Servicios de México S.A. de C.V. <sup>(1)</sup>	México	Servicios	99,00	99,00	EY	E
<b>CORPORACIÓN</b>						
CarteraPark, S.A.U. <sup>(5)</sup>	España	Inactiva	100,00	100,00	-	-
Iberdrola Corporación, S.A. <sup>(5)</sup>	España	Inactiva	100,00	100,00	-	-
Iberdrola España, S.A.U.	España	Holding	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Energía, S.A.U.	España	Holding	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Financiación, S.A.U.	España	Financiera	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Finanzas, S.A.U.	España	Financiera	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Corporate Services, Inc.	EE.UU.	Servicios	100,00	100,00	-	G
Iberdrola International, B.V.	Holanda	Financiera	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Finance Ireland, DAC	Irlanda	Financiera	100,00	100,00	EY.	G
Iberdrola Re, S.A.	Luxemburgo	Seguros	100,00	100,00	EY	G
Iberdrola Portugal Electricidade e Gas, S.A.	Portugal	Energía	100,00	100,00	EY	G
Clubcall Telephone Services, Ltd.	Reino Unido	Inactiva	100,00	100,00	-	-
Clubline Services, Ltd.	Reino Unido	Inactiva	100,00	100,00	-	-
Demon Internet, Ltd.	Reino Unido	Inactiva	100,00	100,00	-	-
Manweb Nominees, Ltd.	Reino Unido	Inactiva	100,00	100,00	-	-
Manweb Pensions Trustee, Ltd.	Reino Unido	Inactiva	100,00	100,00	-	-
Manweb Share Scheme Trustees, Ltd.	Reino Unido	Inactiva	100,00	100,00	-	-
Scottish Power UK Holdings, Ltd.	Reino Unido	Holding	100,00	100,00	EY	G
Scottish Power UK, Plc	Reino Unido	Holding	100,00	100,00	EY	G
Scottish Power, Ltd.	Reino Unido	Holding	100,00	100,00	EY	G
ScottishPower Investments, Ltd.	Reino Unido	Holding	100,00	100,00	EY	G
ScottishPower Overseas Holdings, Ltd.	Reino Unido	Holding	100,00	100,00	EY	G
SPW Investments Ltd.	Reino Unido	Holding	100,00	100,00	EY	G
Teledata (Holdings), Ltd.	Reino Unido	Inactiva	100,00	100,00	-	-
Teledata (Outsourcing), Ltd.	Reino Unido	Inactiva	100,00	100,00	-	-
Teledata Scotland, Ltd.	Reino Unido	Inactiva	100,00	100,00	-	-
The CallCentre Service Limited	Reino Unido	Otros	100,00	100,00	EY	-
The Information Service, Ltd.	Reino Unido	Inactiva	100,00	100,00	-	-

## OPERACIONES CONJUNTAS DEL GRUPO IBERDROLA ESTRUCTURADAS A TRAVÉS DE UN VEHÍCULO INDEPENDIENTE PARA LOS EJERCICIOS 2016 y 2015

Sociedad	Domicilio	Actividad	Porcentaje de participación directa o indirecta	
			31.12.2016	31.12.2015
<b>NEGOCIO LIBERALIZADO</b>				
Asociación Nuclear Ascó – Vandellós, A.I.E.	España	Energía	14,59	14,59
Centrales Nucleares Almaraz – Trillo, A.I.E.	España	Energía	51,44	51,44
<b>NEGOCIO RENOVABLES</b>				
Infraestructuras de Medinaceli, S.L.	España	Energía	39,69	39,69
Sistema Eléctrico de Conexión Hueneja, S.L.	España	Energía	47,36	47,36
Colorado Green Holdings, LLC	EE.UU.	Energía	40,75	40,75
Colorado Wind Ventures, LLC	EE.UU.	Holding	40,75	40,75
<b>OTROS NEGOCIOS</b>				
Torre Iberdrola, A.I.E.	España	Inmobiliaria	68,10	68,10



**SOCIEDADES DEL GRUPO A 31 DE DICIEMBRE DE 2015 QUE EN EL EJERCICIO 2016 HAN SALIDO DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN POR HABER SIDO ENAJENADAS, FUSIONADAS O LIQUIDADAS.**

Sociedad	Domicilio	Actividad	Porcentaje de participación directa o indirecta	
			31.12.2016	31.12.2015
<b>NEGOCIO LIBERALIZADO</b>				
Cofrusa Cogeneración, S.A.	España	Energía	-	50,00
Italcogeneración, S.A.	España	Energía	-	50,00
Caledonian Gas, Ltd.	Reino Unido	Inactiva	-	100,00
Manweb Gas, Ltd.	Reino Unido	Inactiva	-	100,00
ScottishPower (SOCL), Ltd.	Reino Unido	Inactiva	-	100,00
Sterling Collections, Ltd.	Reino Unido	Inactiva	-	100,00
<b>NEGOCIO RENOVABLES</b>				
Energías Ecológicas de Fuencaliente, S.L. <sup>(3)</sup>	España	Energía	-	50,00
Energías Ecológicas de La Palma, S.A. <sup>(3)</sup>	España	Energía	-	50,00
Iberdrola Renovables Asturias, S.A.U.	España	Holder	-	100,00
Productora de Energía Eólica, S.A.U.	España	Energía	-	95,00
Haute Marne Energies, S.A.S.	Francia	Energía	-	51,00
Societa Energie Rinnovabili 1, S.p.A.	Italia	Energía	-	100,00
Societa Energie Rinnovabili, S.p.A.	Italia	Energía	-	100,00
East Anglia Four, Ltd.	Reino Unido	Energía	-	50,00
Eolica Dobrogea (Schweiz) I, GmbH	Suiza	Energía	-	100,00
Mugla Ruzgar Enerjisinden Elektrik Uret <sup>(5)</sup>	Turquía	Energía	-	100,00
Yaprak Ruzgar Enerjisinden Elektrik Uret <sup>(5)</sup>	Turquía	Energía	-	100,00
<b>NEGOCIO REDES</b>				
SPD Finance UK, Plc	Reino Unido	Inactiva	-	100,00
<b>AVANGRID</b>				
Aeolus Wind Power I, LLC	EE.UU.	Holder	-	81,50
Aeolus Wind Power V, LLC	EE.UU.	Holder	-	81,50
Aeolus Wind Power VI, LLC	EE.UU.	Holder	-	81,50
<b>OTROS NEGOCIOS</b>				
Iberdrola Engineering and Construction Germany GmbH.	Alemania	Ingeniería	-	100,00
Iberdrola Ingeniería y Construcción Chile, S.A.	Chile	Ingeniería	-	100,00
Iberdrola Engineering and Construction Middle East, Ltd.	Dubai	Inactiva	-	100,00
Iberdrola Magyarország Mernoki es Epitő Korlatolt	Hungría	Ingeniería	-	100,00
Iberdrola Ingeniería y Construcción Panamá, S.A.	Panamá	Ingeniería	-	100,00
Oceanic Center, S.L.	España	Inmobiliaria	-	50,00
<b>CORPORACION</b>				
Camjar Plc	Reino Unido	Inactiva	-	100,00
Manweb Contracting Services, Ltd.	Reino Unido	Inactiva	-	100,00
Scottish Power Trustees, Ltd.	Reino Unido	Inactiva	-	100,00
ScottishPower Share Scheme Trustees, Ltd.	Reino Unido	Inactiva	-	100,00
ScottishPower Sharesave Trustees, Ltd.	Reino Unido	Inactiva	-	100,00
Scottish Power UK Group, Ltd.	Reino Unido	Holder	-	100,00

Sociedad	Domicilio	Actividad	Porcentaje de participación directa o indirecta	
			31.12.2016	31.12.2015
SPPT, Ltd.	Reino Unido	Inactiva	-	100,00
Telephone Information Services, Plc	Reino Unido	Inactiva	-	100,00
Telephone International Media Holding, Ltd.	Reino Unido	Inactiva	-	100,00
Telephone International Media, Ltd.	Reino Unido	Inactiva	-	100,00
TIM, Ltd.	Reino Unido	Inactiva	-	100,00

- (1) Sociedades donde el Grupo posee control pero que debido a su inmaterialidad han sido integradas por el método de participación. A 31 de diciembre de 2016, el agregado de total de activos y resultado del periodo correspondiente a estas sociedades asciende a 87.244 y 6.587 miles de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2015, el agregado de total de activos y resultado del periodo correspondiente a dichas sociedades ascendió a 83.348 y 4.884 miles de euros, respectivamente.
- (2) Sociedades consideradas negocios conjuntos, contabilizadas por el método de participación, donde los acuerdos de accionistas solo otorgan derecho a los activos netos del negocio.
- (3) Sociedades donde a pesar de tener un porcentaje de derechos de voto inferior al 51% el Grupo posee el control otorgado mediante acuerdos con los accionistas.
- (4) Sociedades en las que el Grupo posee influencia significativa a pesar de tener un porcentaje de derechos de voto inferior al 20% ya que está representado en sus consejos de administración.
- (5) Sociedades donde el Grupo posee control, control conjunto o influencia significativa pero que por su escasa relevancia no han sido incluidas en el perímetro de consolidación.
- (6) El porcentaje de participación en estas compañías corresponde a los derechos de voto.

**INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO DEL EJERCICIO 2016**

*Este informe de gestión se ha preparado tomando en consideración la “Guía de recomendaciones para la elaboración de los informes de gestión de las entidades cotizadas”, publicada por la CNMV en julio de 2013.*

## 1. SITUACIÓN DE LA SOCIEDAD

IBERDROLA ha llevado a cabo una profunda transformación en los últimos 15 años, anticipándose claramente a la transición energética para hacer frente a los retos del cambio climático y a la necesidad de electricidad limpia.

Con más de 170 años de trayectoria, IBERDROLA es hoy un grupo multinacional líder en el sector energético: produce y suministra electricidad a cerca de 100 millones de personas en los países en los que está presente. Asimismo, la compañía se ha posicionado como líder en energías limpias —Iberdrola es la primera productora renovable entre las utilities europeas y en EE. UU. destaca como la eléctrica más limpia, con casi cero emisiones—, es pionera en el despliegue de redes inteligentes y posee una capacidad de almacenamiento energético superior a los 4 GW.

Este es el resultado de la suma de una visión empresarial con la que en 2001 la compañía se anticipó a las tendencias del sector, una estrategia para llevarla a cabo, una ejecución exitosa y los valores éticos que siempre guían la actuación del Grupo. Sobre estas bases, IBERDROLA aborda una nueva etapa de crecimiento con un fuerte ciclo inversor entre 2016 y 2020, fundamentalmente en negocios regulados o con contratos a largo plazo, que proporcionarán la seguridad, la estabilidad y la visibilidad que caracterizan el modelo de negocio de la compañía. De igual manera, IBERDROLA continuará con su compromiso social, actuando como motor de crecimiento y generación de empleo en los países en los que opera, y creando valor sostenible para todos sus grupos de interés.

### 1.1 Modelo de negocio

El modelo de negocio definido en el Grupo IBERDROLA tiene como finalidad el “suministro de energía eléctrica fiable, de calidad y respetuoso con el medio ambiente”, mediante un proyecto industrial sostenible a largo plazo.

El modelo se soporta en tres pilares: un marco de confianza basado en un modelo de gobierno avanzado; la Misión, Visión y Valores del Grupo Iberdrola definidos por el Consejo de Administración; y los elementos diferenciales que hacen de Iberdrola una empresa diferente.

La competitividad del modelo se consigue mediante la gestión responsable de los activos tangibles e intangibles de la Compañía. Para operar con este modelo, Iberdrola ha definido las actividades en las que quiere ser un agente activo, organizando su gestión mediante tres negocios globales: Negocio de Redes, Negocio de Generación y Comercial, y Negocio de Renovables, con una Corporación como órgano gestor central para el Grupo.

La Corporación formula la estrategia del Grupo y supervisa su cumplimiento.

## La Misión, Visión y Valores del Grupo Iberdrola

La Misión, Visión y Valores del Grupo Iberdrola constituye el ideario corporativo del Grupo de sociedades encabezado por la Sociedad (el “Grupo”), inspira y se materializa en los Estatutos Sociales de Iberdrola y en las demás normas de su Sistema de gobierno corporativo, preside su actividad cotidiana, encauza su vocación de liderazgo en todos sus ámbitos de actuación, orienta su estrategia de maximización del dividendo social y guía el comportamiento ético de todo el equipo humano que participa en la construcción diaria del proyecto empresarial de la Sociedad.

### Misión

La Misión del Grupo es crear valor de forma sostenible en el desarrollo de sus actividades para la sociedad, ciudadanos, clientes, trabajadores, accionistas y demás grupos de interés, siendo el grupo multinacional líder en el sector energético que presta un servicio de calidad mediante el uso de fuentes energéticas respetuosas con el medioambiente, que innova, que encabeza el proceso de transformación digital en su ámbito de actividad, que considera a sus empleados un activo estratégico, fomentando su desarrollo, formación y medidas de conciliación, favoreciendo un buen entorno de trabajo y la igualdad de oportunidades, que está comprometido con el dividendo social y con los Objetivos de Desarrollo Sostenible y, en particular, con la lucha contra el cambio climático a través de toda su actividad empresarial y con el acceso universal a la electricidad, generando empleo y riqueza en su entorno y, todo ello, en el marco de su estrategia de responsabilidad social y de cumplimiento de las normas tributarias. Se trata, en definitiva, de perseguir lo que la moderna responsabilidad social empresarial denomina el Valor Compartido, la suma de todos los valores económicos y sociales que genera una compañía a través de su actividad, en el entorno en el que esta se desarrolla.

Esta misión se complementa con una visión, basada en la ambición de protagonizar un futuro mejor, creando valor de forma sostenible con un servicio de calidad para las personas y comunidades en las que el Grupo desarrolla su actividad, así como con doce valores: la creación de valor sostenible, los principios éticos, el buen gobierno corporativo y la transparencia, el desarrollo del equipo humano del Grupo, el compromiso social, el sentimiento de pertenencia de los grupos de interés, la seguridad y la fiabilidad, la calidad, la innovación, el respeto por el medio ambiente, la orientación al cliente y la lealtad institucional.

La misión, la visión y los valores del Grupo inspiran el contenido del Sistema de gobierno corporativo, ordenamiento interno que, de conformidad con la legislación vigente y haciendo uso de la autonomía societaria que esta ampara, asegura el mejor desarrollo del objeto social de la Sociedad, como matriz de un grupo multinacional líder en el sector energético que opera en muy variados contextos económicos y sociales, así como la satisfacción del interés social, entendido como el común a todos los accionistas de una sociedad anónima independiente orientada a la explotación sostenible de su objeto social y a la creación de valor a largo plazo, que cuenta con un amplio accionariado institucional y minorista.

Con el objeto de asegurar normativamente que el compromiso de la Sociedad con la Misión, Visión y Valores del Grupo Iberdrola rige toda su actividad, orientada a la maximización del dividendo social mediante la generación de valor de forma sostenible, Iberdrola se ha dotado de un Sistema de gobierno corporativo, su ordenamiento interno, configurado de conformidad con la legislación vigente, en ejercicio de la autonomía societaria que esta ampara y que se proyecta sobre todo el Grupo en su conjunto.

El Sistema de gobierno corporativo está integrado por cinco bloques normativos, agrupados cada uno en un libro: los Estatutos Sociales, la Misión, Visión y Valores del Grupo Iberdrola, las Políticas corporativas, las normas de gobierno de los órganos sociales y de otros comités internos, así como los códigos, reglamentos y procedimientos, que configuran y desarrollan el sistema de cumplimiento normativo de Iberdrola.

Esta estructura garantiza la articulación de las normas y principios de organización, funcionamiento y conducta de la Sociedad y de su Grupo bajo la forma de un verdadero sistema normativo, que es objeto de revisión y actualización periódica por el Consejo de Administración.

El Sistema de gobierno corporativo se sustenta sobre los siguientes principios:

1. El dividendo social y la sostenibilidad
2. La involucración de los accionistas
3. El compromiso con los intereses legítimos de los demás grupos de interés
4. La composición plural y equilibrada del Consejo de Administración
5. Una estructura societaria y de gobierno que combina la gestión descentralizada con una adecuada coordinación a nivel de Grupo
6. La dedicación del Consejo de Administración a fijar la estrategia de la Sociedad y del Grupo
7. Un sistema de contrapesos eficaz
8. La gestión prudente y equilibrada de los riesgos
9. Una función de cumplimiento normativo proactiva

## Visión

*“Queremos ser el grupo multinacional líder en el sector energético que protagonice un futuro mejor creando valor de forma sostenible con un servicio de calidad para las personas: ciudadanos, clientes y accionistas -a quienes cuidamos e involucramos en nuestra vida social- y para las comunidades en las que desarrollamos nuestras actividades generando empleo y riqueza –con quienes dialogamos de forma constructiva-, erigidos como referente por nuestros firmes compromisos con los principios éticos, el buen gobierno corporativo y la transparencia, la seguridad de las personas y del suministro, la calidad y la excelencia operativa, la innovación, el cuidado del medio ambiente, la orientación al cliente y los Objetivos de Desarrollo Sostenible aprobados por la Organización de las Naciones Unidas. Haciéndolo posible gracias al trabajo de nuestros empleados y de las personas que trabajan con nuestros proveedores y colaboradores, a los que cuidamos ofreciendo todos los recursos en formación y medidas de conciliación que están a nuestro alcance para su desarrollo y para potenciar la igualdad de oportunidades.”*

## Valores

La configuración de la misión y la visión del Grupo parte de un compromiso firme con doce valores que todas las Políticas corporativas, normas internas y demás códigos y procedimientos internos deberán respetar:

- La creación de valor sostenible
- Los principios éticos
- El buen gobierno corporativo y la transparencia
- El desarrollo de nuestro equipo humano

- El compromiso social:
- El sentimiento de pertenencia:
- La seguridad y la fiabilidad
- La calidad:
- La innovación
- El respeto por el medio ambiente:
- La orientación al cliente
- La lealtad institucional

## 1.2 Modelo de gobierno corporativo de Iberdrola

### Sistema de gobierno corporativo

Iberdrola es un grupo multinacional líder en el sector energético que persigue la creación de valor de forma sostenible para la sociedad, ciudadanos, clientes y accionistas; que innova y utiliza fuentes energéticas respetuosas con el medioambiente y que considera a sus empleados un activo estratégico; comprometido con el retorno social de toda su actividad empresarial, generando empleo y riqueza en su entorno y todo ello con una estrategia de responsabilidad social y de cumplimiento de las normas tributarias.

Iberdrola se ha dotado de un Sistema de gobierno corporativo integrado por la Misión, Visión y Valores del Grupo Iberdrola, los Estatutos Sociales, las Políticas corporativas, las Normas internas de gobierno corporativo y los restantes códigos y procedimientos internos, todos ellos disponibles en [www.iberdrola.com](http://www.iberdrola.com).

Su contenido se inspira y se fundamenta en el compromiso con las mejores prácticas de buen gobierno, ética empresarial y responsabilidad social en todos los ámbitos de su actuación.

### Modelo de gobierno

Diferenciación entre las funciones de estrategia y supervisión de las de dirección y gestión:

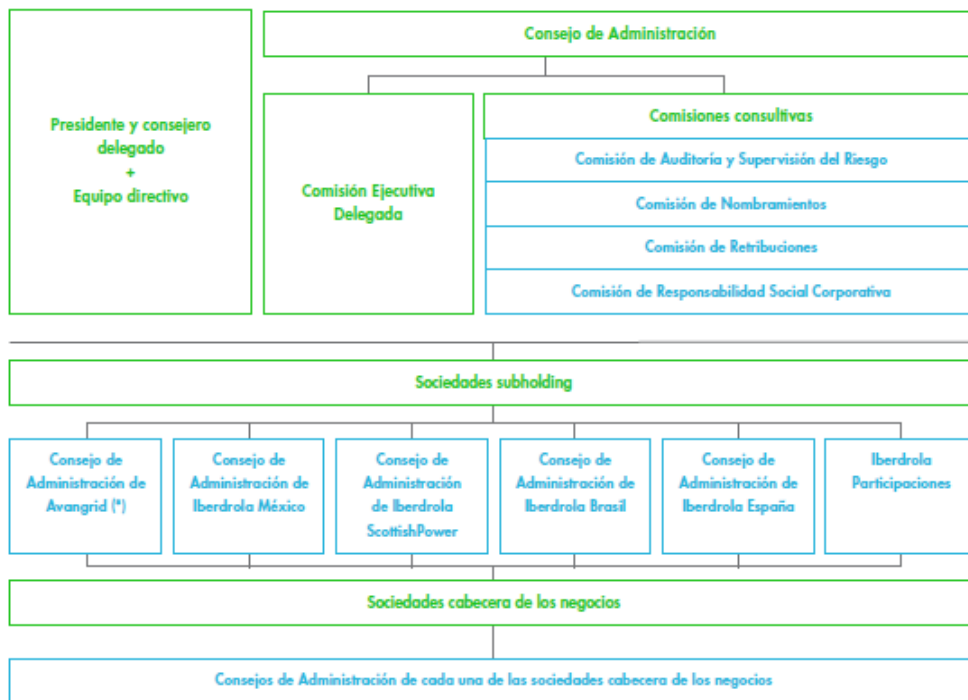
- El Consejo de Administración de Iberdrola, compuesto por una amplia mayoría de consejeros independientes, centra su actividad en la definición, supervisión y seguimiento de las políticas, estrategias y directrices generales que debe seguir el Grupo.
- El presidente del Consejo de Administración y consejero delegado y el resto del equipo directivo son responsables de la organización y coordinación estratégica del Grupo, mediante la difusión, implementación y seguimiento de la estrategia general y sus directrices básicas.
- En todos los países en los que el Grupo opera, la organización y coordinación estratégica se articula a través de sociedades subholding, que agrupan las participaciones en las sociedades cabecera de los negocios energéticos que desarrollan sus actividades en el país correspondiente y centralizan la prestación de servicios comunes a dichas sociedades. Además, el Grupo cuenta con una sociedad subholding que agrupa los negocios no energéticos.

Las sociedades subholding cuentan con consejos de administración, con presencia de consejeros independientes y con sus propias Comisiones de Auditoría y Cumplimiento, direcciones de Auditoría Interna y unidades o direcciones de Cumplimiento.

- Las sociedades cabecera de los negocios se ocupan de la dirección ordinaria y gestión efectiva de cada uno de los negocios. Cuentan también con consejos de administración, en los que se integran consejeros independientes y equipos directivos específicos.

Esta estructura, que opera conjuntamente con el Modelo de negocio del Grupo, permite la integración global de los negocios (Redes, Generación y Comercial, y Renovables) y está orientada a la maximización de su eficiencia operativa, mediante la implantación de mejores prácticas del mercado.

Estructura societaria y de gobierno de Iberdrola, S.A.



(\*) Sociedad cotizada en la Bolsa de Nueva York.

### 1.3 Líneas de negocio y sociedades del Grupo

La información operativa y económico-financiera del Grupo IBERDROLA se estructura en las siguientes líneas de negocio: Negocio de Redes, Negocio Generación y Comercial, Negocio de Renovables y Otros Negocios. Por su parte, la Corporación recoge los costes de la estructura del Grupo (Corporación Única), de los servicios de administración de las áreas corporativas que posteriormente se facturan al resto de sociedades mediante contratos por servicios concretos.



Dadas las características de las actividades llevadas a cabo por el Grupo IBERDROLA, su organización responde a las unidades estratégicas de negocio, más que a líneas de productos y servicios ofrecidos. Estos negocios son gestionados de manera independiente, ya que responden a distintas tecnologías, regulaciones y mercados geográficos (Nota 7).

### **Estructura societaria**

El Grupo IBERDROLA tiene una estructura y un modelo de gestión descentralizados para aproximar la toma de decisiones a los lugares en donde estas deben de surtir efecto, a través de las sociedades subholding y de las sociedades cabecera de los negocios. Además, el Sistema de gobierno corporativo prevé una serie de medidas que confieren a las sociedades subholding cotizadas un marco especial de autonomía reforzada.

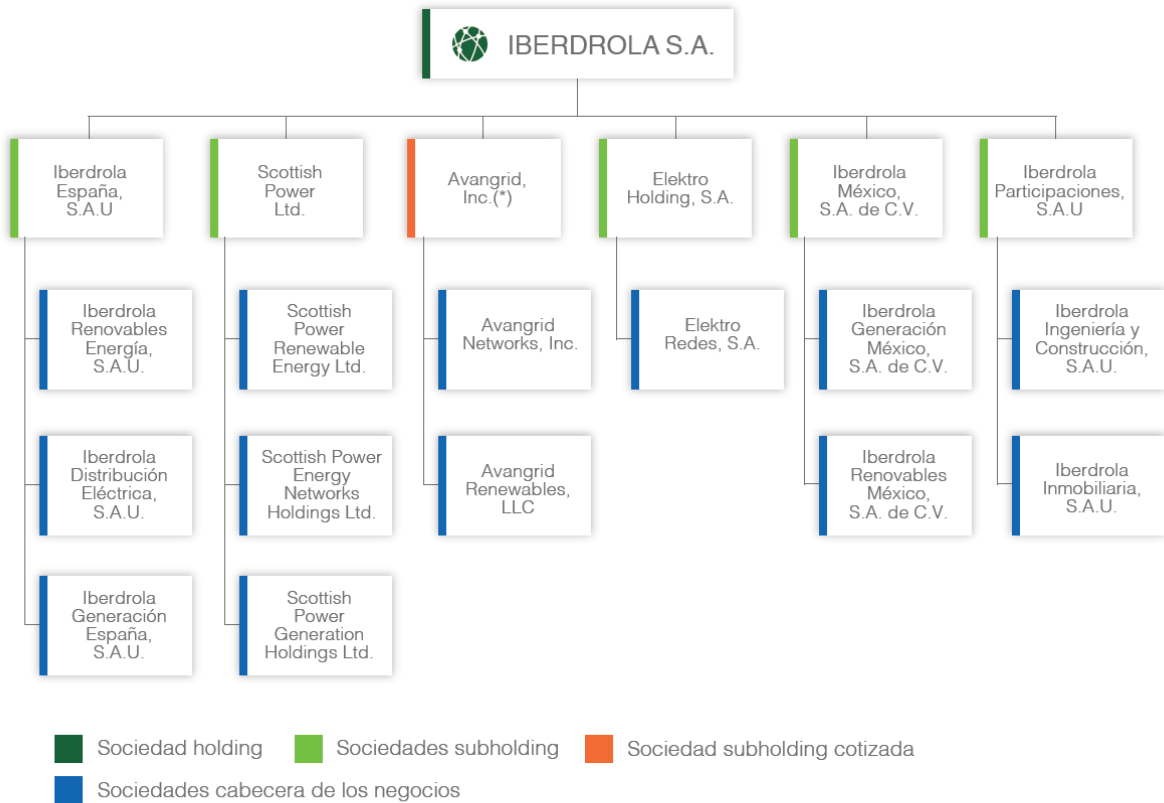
La estructura societaria comprende la Sociedad (IBERDROLA, S.A.), las sociedades subholding y las sociedades cabecera de los negocios.

IBERDROLA, que ejerce exclusivamente las funciones de holding, es la entidad tenedora de las participaciones de las sociedades subholding. Cada sociedad subholding agrupa, a su vez, en cada uno de los países en que opera el Grupo, las sociedades cabecera de los negocios energéticos que se desarrollan en ese territorio. Además, el Grupo cuenta con una sociedad subholding que reúne determinadas participaciones en otras entidades, incluyendo las sociedades cabecera de los negocios no energéticos. Una de las principales funciones de las sociedades subholding consiste en centralizar la prestación de servicios comunes a dichas sociedades, de acuerdo siempre con lo previsto en la legislación aplicable.

Esta estructura societaria, implantada en España, México, Brasil y el Reino Unido, favorece un proceso ágil y rápido de toma de las decisiones de gestión ordinaria que corresponden a las sociedades cabecera de los negocios, al tiempo que consigue una adecuada coordinación a nivel de Grupo, en ejercicio de las funciones de supervisión de las sociedades subholding y de Iberdrola.

En los Estados Unidos de América, la Sociedad posee una participación mayoritaria en la sociedad subholding cotizada en la bolsa de Nueva York denominada Avangrid, Inc. El Sistema de gobierno corporativo contempla, para dicha sociedad, un marco especial de autonomía reforzada que protege adecuadamente los intereses de sus accionistas minoritarios, intensificando la vigilancia en las operaciones vinculadas con las demás sociedades del Grupo, y le confiere un mayor nivel de independencia en el ámbito de la coordinación de sus sociedades participadas y la gestión de sus negocios.

Esquema simplificado de la estructura societaria del Grupo



\*Avangrid, Inc. está participada en un 81,50% por Iberdrola, S.A.

El gobierno de la Sociedad y del Grupo se adecúa a la estructura descrita: diferencia debidamente las funciones de estrategia, supervisión y control del conjunto del Grupo, las de organización y coordinación de los negocios energéticos en cada país y de los negocios no energéticos multinacionales, y las de dirección ordinaria y gestión efectiva de cada uno de los negocios.

Se articula sobre las siguientes bases:

- a) El Consejo de Administración de la Sociedad que ejerce exclusivamente funciones de holding, tiene atribuidas las competencias relativas al establecimiento de las políticas y estrategias del Grupo y de las directrices básicas para su gestión, así como la supervisión general del desarrollo de dichas políticas, estrategias y directrices y de las decisiones sobre asuntos con relevancia estratégica a nivel de Grupo.
- b) El presidente del Consejo de Administración y consejero delegado de la Sociedad, con el soporte técnico del Comité Operativo, el director general de los negocios del Grupo y el resto del equipo directivo, asumen la función de organización y coordinación estratégica del Grupo mediante la difusión, implementación y seguimiento de la estrategia general y las directrices básicas de gestión establecidas por el Consejo de Administración.

- c) Esta función de organización y coordinación se articula también a través de los consejos de administración de las sociedades subholding, con presencia de consejeros independientes y con sus propias comisiones de auditoría, áreas de auditoría interna y unidades o direcciones de cumplimiento.
- d) Las sociedades cabecera de los negocios del Grupo asumen las responsabilidades ejecutivas de forma descentralizada, disfrutan de la autonomía necesaria para llevar a cabo la dirección ordinaria y la gestión efectiva de cada uno de los negocios y tienen atribuida la responsabilidad de su control ordinario. Dichas sociedades cabecera de los negocios se organizan a través de sus respectivos consejos de administración y de órganos de dirección propios.

La estructura societaria y de gobierno del Grupo descrita opera conjuntamente con el Modelo de negocio del Grupo, que supone la integración global de los negocios y que está orientado a la maximización de la eficiencia operativa de las distintas unidades. El Modelo de negocio garantiza la difusión, implementación y seguimiento de la estrategia general y de las directrices básicas de gestión establecidas para cada uno de los negocios, fundamentalmente mediante el intercambio de mejores prácticas entre las distintas sociedades del Grupo, sin menoscabo de su autonomía de decisión.

En todo caso, la Sociedad y el Grupo asumen los compromisos legalmente establecidos en relación con la separación jurídica y funcional de las sociedades que realizan actividades reguladas, correspondiendo a las sociedades subholding hacer efectivo el cumplimiento de la normativa en esta materia.

#### **1.4 Organización del consejo, o de los órganos en los que éste delegue sus decisiones, incluyendo las funciones de control y la política que se sigue con los socios minoritarios del Grupo.**

Una amplia descripción de la estructura de gobierno de la entidad, de las funciones y del reglamento interno de las comisiones puede verse en el apartado C del Informe anual de gobierno corporativo, que forma parte de este Informe de gestión.

#### **1.5 Entorno regulatorio de las actividades**

Una amplia descripción de la regulación sectorial y del funcionamiento del sistema eléctrico y gasista en los mercados en los que opera el Grupo puede verse en el apartado 4 de este informe.

#### **1.6 Principales productos y servicios, procesos productivos**

Los principales productos que IBERDROLA pone a disposición de sus clientes son la electricidad y el gas natural, tanto en los mercados mayoristas como en los minoristas llegando hasta el consumidor final. Ofrece también una amplia gama de productos, servicios y soluciones en los campos de:

- La mejora de la calidad de vida, la tranquilidad y la seguridad del consumidor.
- La eficiencia y los servicios energéticos.
- El cuidado del medio ambiente: energías renovables y movilidad sostenible.
- La calidad del suministro eléctrico y la seguridad de las instalaciones.

- El montaje de infraestructuras eléctricas.
- La gestión integral de instalaciones y suministros energéticos.

A través de sus filiales presta también servicios de ingeniería y construcción de instalaciones eléctricas de generación, distribución y control; de operación y mantenimiento de instalaciones de generación eléctrica; de gestión y promoción del suelo; y de venta y alquiler de viviendas, oficinas y locales comerciales. Información más detallada al respecto puede encontrarse en [www.iberdrola.com](http://www.iberdrola.com), en el apartado “clientes”.

Como criterio general, las empresas gestionan directamente las actividades que pertenecen a su núcleo de negocio, procediendo a subcontratar aquellas otras que se estima serán desarrolladas de manera más eficiente por otras empresas especializadas, a las cuales IBERDROLA exige determinados estándares de calidad y comportamientos responsables en los campos ambiental, social y laboral.

Esta información se puede ampliar con los correspondientes indicadores descritos en el Informe de sostenibilidad.

## 1.7 Bases estratégicas para el periodo 2016-2020

### Condiciones del mercado

En el escenario energético en el que Iberdrola va a desarrollar su actividad en los próximos años se ha producido un importante avance en el camino hacia un modelo energético más sostenible, tras la entrada en vigor del Acuerdo de la Cumbre del Clima de París el pasado 4 de noviembre, apenas once meses después de su firma. En la misma línea la Comisión Europea, ha ratificado su objetivo de reducción de emisiones de CO2 en un 40% hasta 2030 y su voluntad de que la UE lidere la transición energética mediante su paquete de propuestas “Energía limpia para todos los europeos”.

Dado el potencial tecnológico de nuestro sector para contribuir a la descarbonización gracias a las renovables, una mayor electrificación de la economía es imprescindible para cumplir con los compromisos internacionales en materia de emisiones y abastecer, al mismo tiempo, el fuerte crecimiento de la demanda energética mundial.

En ese contexto, Iberdrola va a intensificar en los próximos años su firme apuesta por las soluciones que requiere la sostenibilidad energética y que ya han configurado a la compañía como la “energética del futuro”: más energías renovables, más capacidad de almacenamiento, más redes y más inteligentes.

El modelo de negocio actual de Iberdrola, combina la diversificación geográfica con el enfoque en actividades ligadas a la transición energética:

- En Estados Unidos, la compañía está posicionada para aprovechar las oportunidades de inversión en infraestructuras energéticas y renovables, a través de la plataforma que ofrece su filial AVANGRID, que posee ocho empresas reguladas de distribución de energía en Nueva York, Connecticut, Maine y Massachusetts, y es el segundo productor eólico del país.
- En Reino Unido, continuará creciendo en redes y reforzando su liderazgo en energías renovables, especialmente en eólica marina a través de la plataforma existente.

- En Europa Continental reforzará su posición en digitalización de redes y como una de las compañías energéticas con menores emisiones, líder en renovables en España y con una plataforma consolidada en Alemania y Francia para el desarrollo de nuevos parques eólicos marinos.
- En México, su posición como primer generador privado de energía eléctrica, le permitirá aprovechar las oportunidades derivadas de la liberalización del sector.
- En Brasil, se encuentra bien posicionada para la potencial reestructuración del sector como primer distribuidor del país por número de clientes, diversificación geográfica (Estados de Bahía, Río Grande do Norte, Pernambuco y Sao Paulo) y su capacidad renovable.

### **Pilares Estratégicos**

La estrategia de Iberdrola para el período 2016-2020 mantendrá un enfoque de crecimiento diversificado por moneda, con oportunidades de crecimiento orgánicas principalmente en países con rating A, que va a permitir aumentar la política de dividendos ligada al crecimiento de los resultados, manteniendo su fortaleza financiera.

### **Crecimiento equilibrado**

Inversiones enfocadas a los negocios y países con marcos regulatorios estables y predecibles, con una inversión neta de 25.000 millones de euros.

El área de redes de transporte y distribución de energía eléctrica aglutinará el 42% de las inversiones netas. A energías renovables y generación regulada, se destinará el 39% y el 7% de la cifra global prevista, respectivamente. En el negocio de generación liberalizada y comercial se invertirá un 12% del total.

En consecuencia, los negocios considerados regulados –redes, renovables y contratados a largo plazo– acumularán el 88% de todas las inversiones previstas.

Geográficamente, Iberdrola concentrará sus inversiones en su mayoría en países con rating A distribuyéndose el 48% en dólares, el 29% en libras esterlinas, el 20% en la zona euro y el 3% en reales brasileños.

### **Principales proyectos**

- Estados Unidos: A través de Avangrid, el Grupo seguirá invirtiendo en infraestructuras de redes en los Estados de Nueva York, Maine, Connecticut y Massachusetts y espera añadir nuevos proyectos de transmisión a su cartera. Además, Iberdrola está construyendo parques eólicos en el país con una potencia total de 743 MW, que junto con dos plantas fotovoltaicas con 66 MW, supone un total de 809 MW en construcción.
- Reino Unido: Iberdrola seguirá desarrollando infraestructuras de redes bajo los marcos regulatorios ya aprobados en los ámbitos del transporte y la distribución (RIIO-T1 y RIIO-ED1). Por lo que respecta a los proyectos en energías renovables en Reino Unido, la compañía continúa con el desarrollo del proyecto eólico marino “East of Anglia” en el Mar del Norte que, junto al parque eólico marino de Wikinger en el Mar Báltico (Alemania), añadirán una capacidad de cerca de 1.100 MW a la potencia instalada eólica marina de Iberdrola.

- México: Iberdrola centrará sus inversiones en las áreas de generación regulada y renovables, aprovechando las oportunidades de la reforma energética puesta en marcha en el país. La compañía está construyendo tres centrales de ciclo combinado y dos plantas de cogeneración con contratos a largo plazo, cuya potencia conjunta se eleva por encima de 2.700 MW, y espera acometer nuevas inversiones en energías renovables en los próximos años.
- España: las inversiones estarán centradas en el área de redes, cuyo marco regulatorio en el ámbito de la distribución ha sido aprobado hasta 2019.
- Portugal: la compañía ha comenzado la construcción de una planta de almacenamiento hidroeléctrico en el río Tâmega, de cerca de 1.200 MW de capacidad, cuya puesta en marcha está prevista para 2023.
- Brasil: Iberdrola está construyendo ocho parques eólicos que sumarán una potencia de 245 MW y, a través de NEOENERGÍA, participa en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos como los de Belo Monte y Baixo Iguaçu. En el ámbito de las redes, se han aprobado los marcos tarifarios de ELEKTRO (hasta 2019), CELPE (hasta 2017), COELBA y COSERN (hasta 2018).

### **Eficiencia operativa en todas las áreas de actividad.**

Iberdrola, que ya es una de las compañías más eficientes entre las principales eléctricas de Europa, continuará incrementando su eficiencia operativa gracias a los avances en la digitalización en todos sus negocios y procesos, así como la homogenización de los procesos a través de la implantación de las mejores prácticas del Grupo en todos sus negocios.

### **Evolución de resultados**

En los próximos años, la eficiente operación de los activos en funcionamiento, junto con el plan de inversiones descrito, conducirá a un crecimiento sostenible de los resultados de la Compañía, estimándose un incremento anual medio del beneficio bruto de explotación (EBITDA) superior al 6% hasta 2020, que supondrá alcanzar a nivel un valor cercano a los 10.000 millones mejorando su exposición a negocios regulados o con contratos a largo plazo hasta el 81%. Por su parte, en términos de beneficio neto, se prevé un crecimiento anual medio en torno al 7,5%, lo que permitiría alcanzar unos 3.500 millones en el año 2020, lo que implica una mejora en dos puntos porcentuales del ratio Beneficio neto/EBITDA hasta el 35%.

### **Retribución al accionista**

La evolución prevista a lo largo del período permitirá a la compañía mejorar la remuneración al accionista de forma sostenible y creciente en línea con los resultados, y con un pay-out en el entorno del 65-75%, lo que supondría alcanzar un dividendo por acción entre 0,37-0,40€/acción en 2020. En todo caso, se establece un suelo de 0,31€/acción durante el periodo.

Al mismo tiempo, Iberdrola mantendrá la fórmula del scrip dividend utilizada en los últimos años, permaneciendo estable el número actual de acciones –alrededor de los 6.240 millones–, mediante operaciones de recompra.

### **Fortaleza financiera**

La Sociedad seguirá manteniendo una sólida posición financiera, compatible con los planes de inversión y la retribución prevista a al accionista.

- El flujo de caja operativo (FFO) medio anual, por importe de 6.900 millones de euros, superará ampliamente las inversiones, que ascenderán a un valor medio anual de 4.800 millones de euros. Por negocios, la generación de caja de Liberalizado y de Redes será significativamente mayor que sus inversiones, mientras que en Renovables será ligeramente inferior a sus inversiones.
- Mantenimiento del modelo financiero actual, que dota a las filiales de una estructura de capital que da señales económicas apropiadas y es consistente con un “investment grade” rating, a la vez que respeta las guías actuales de subordinación estructural.
- Optimización de la posición de liquidez (en torno a 8.000 - 9.000 millones de euros) a las condiciones actuales de mercado, para mejorar el coste financiero, manteniendo 18 meses de cobertura incluso en escenarios de estrés.

*Este apartado del informe de gestión de IBERDROLA contiene determinada información prospectiva que refleja proyecciones y estimaciones con sus presunciones subyacentes, declaraciones relativas a planes, objetivos, y expectativas en relación con operaciones futuras, inversiones, sinergias, productos y servicios, y declaraciones sobre resultados futuros o estimaciones de los administradores, las cuales se basan en asunciones que son consideradas razonables por éstos.*

*En este sentido, si bien IBERDROLA considera que las expectativas recogidas en tales afirmaciones son razonables, se advierte a los inversores y titulares de las acciones de IBERDROLA de que la información y las afirmaciones con proyecciones de futuro están sometidas a riesgos e incertidumbres, muchos de los cuales son difíciles de prever y están, de manera general, fuera del control de IBERDROLA, riesgos que podrían provocar que los resultados y desarrollos reales difieran significativamente de aquellos expresados, implícitos o proyectados en la información y afirmaciones con proyecciones de futuro.*

*Las afirmaciones o declaraciones con proyecciones de futuro no constituyen garantía alguna de resultados futuros y no han sido revisadas por los auditores de IBERDROLA. Se recomienda no tomar decisiones sobre la base de afirmaciones o declaraciones con proyecciones de futuro que se refieren exclusivamente a la fecha en la que se manifestaron. La totalidad de las declaraciones o afirmaciones de futuro, reflejadas en este informe, quedan sujetas, expresamente, a las advertencias realizadas. Las afirmaciones o declaraciones con proyecciones de futuro incluidas en este documento están basadas en la información disponible a la fecha de este informe de gestión. Salvo en la medida en que lo requiera la ley aplicable, IBERDROLA no asume obligación alguna – aun cuando se publiquen nuevos datos o se produzcan nuevos hechos- de actualizar públicamente sus afirmaciones o revisar la información con proyecciones de futuro.*

## 2. EVOLUCIÓN Y RESULTADO DE LOS NEGOCIOS

### 2.1 Hechos más destacados del periodo

Los resultados de Iberdrola en el período han de enmarcarse dentro de la ejecución de la estrategia empresarial enunciada en el Día del inversor 2016, y que viene definida por el creciente peso de las actividades reguladas (transmisión y distribución de electricidad y gas) y del negocio renovable, tanto en el aprovechamiento de oportunidades de inversiones como en su contribución a los beneficios del Grupo, con un creciente peso en dicha contribución de los negocios de Estados Unidos y México.

Adicionalmente, el ejercicio 2016 se ve impactado por la evolución de las divisas de referencia de Iberdrola frente al 2015. La devaluación de la libra esterlina y el real brasileño no se han visto compensadas por un dólar estadounidense sin apenas variación.

En este ámbito cabe destacar lo siguiente:

- En España, el período se caracteriza por una alta producción renovable (40,8% del total) debido al fuerte incremento de la producción hidráulica (+25,3%) especialmente durante el primer semestre del año. La demanda es ligeramente superior a la de 2015 (+0,7%), siendo la variación nula en términos ajustados de laboralidad y temperatura. La evolución del indicador del consumo eléctrico del conjunto de empresas e industrias muestra que, en los últimos 12 meses, el consumo se ha estancado en niveles similares a 2015.
- En el Reino Unido la demanda eléctrica disminuye un 1,3% frente a 2015. Sin embargo, la demanda de gas de clientes (no incluye el consumo de generación) se incrementa un 2,6%.
- En el área de influencia de Avangrid en la costa Este de los EE.UU., la demanda eléctrica y de gas ha disminuido un 0,8% y un 2,3%, respectivamente.
- Por su parte, la demanda en los mercados de Iberdrola en Brasil crece un 1% frente al mismo período del año anterior, principalmente en los mercados del noroeste del país cubiertos por Neenergía, ya que la demanda de Elektro cae ligeramente afectada por la menor actividad industrial en esta zona.

Durante el ejercicio 2016, los mercados internacionales de materias primas han evolucionado de la siguiente manera:

- El precio medio del petróleo Brent se fija en 43,7 \$/barril frente a los 52,8 \$/barril del mismo periodo del año anterior (-16,8%).
- El precio medio del gas (TTF) en el periodo se sitúa en 14,0 €/MWh frente a 19,8 €/MWh de 2015 (-29,3%).
- El precio medio del carbón API2 se fija en los 59,8 \$/Tm frente a los 55,9 \$/Tm, (+7,0%) del año anterior.
- El coste medio de los derechos de CO2 pasa de los 7,7 €/Tm en 2015 a 5,3 €/Tm de 2016 (-31,2%).

En cuanto a la evolución media de las principales divisas de referencia de IBERDROLA contra el euro durante 2016 ha sido la siguiente: la libra esterlina y el real brasileño se han devaluado un 12,7% y un 4,6%, respectivamente, mientras que el dólar estadounidense se ha revaluado un 0,3%.

Entre los hechos más destacables del período y respecto al ejercicio precedente, podemos señalar los siguientes:

- Primer año completo de consolidación de UIL en Estados Unidos, efecto que se registra en el negocio de Redes de ese país.
- El EBITDA consolidado aumenta un 5,5% respecto al 2015, alcanzando los 7.807,7 millones de euros.



- El Resultado Financiero Neto mejora un 11,7%, gracias a la caída del coste financiero y al resultado de las coberturas de tipo de cambio realizadas a comienzos de año, fundamentalmente sobre la libra esterlina y todo ello, a pesar del aumento de la deuda media.

En este entorno, la producción total del Grupo IBERDROLA durante el ejercicio aumenta un 1,4% alcanzando los 132.414 GWh (130.594 GWh en el ejercicio 2015). La distribución por zonas geográficas, es la siguiente:

<b>Producción Neta (GWh)</b>	<b>2016</b>	<b>2015</b>	<b>% var.</b>
España	61.725	54.453	13,4
Reino Unido	13.531	18.448	(26,7)
Estados Unidos	17.436	17.015	2,5
México	37.717	38.866	(3,0)
Brasil	639	441	44,9
Resto del mundo	1.366	1.371	(0,4)
<b>Total</b>	<b>132.414</b>	<b>130.594</b>	<b>1,4</b>

Al cierre del ejercicio 2016, IBERDROLA cuenta con 43.277 MW instalados de los que un 65,5% produce energía libre de emisiones y opera con un coste variable muy reducido. La distribución por países y tecnologías se muestra a continuación:

<b>Por países</b>	<b>2016</b>	<b>2015</b>	<b>MW var (16-15)</b>
España	25.605	25.607	(2)
Reino Unido	4.522	6.450	(1.928)
Estados Unidos	6.502	6.294	208
México	5.840	5.415	425
Brasil	187	187	-
Resto del mundo	621	621	-
<b>Total potencia (MW)</b>	<b>43.277</b>	<b>44.574</b>	<b>(1.297)</b>

<b>Por tecnologías</b>	<b>2016</b>	<b>2015</b>	<b>MW var (16-15)</b>
Hidráulica	10.392	10.392	-
Nuclear	3.166	3.166	-
Térmica de Carbón	874	3.178	(2.304)
Ciclos Combinados de Gas	13.778	13.353	425
Cogeneración	299	299	-
Eólica, mini-hidráulica y otras renovables	14.768	14.186	582
<b>Total potencia (MW)</b>	<b>43.277</b>	<b>44.574</b>	<b>(1.297)</b>

Entre los hechos singulares más destacables del período analizado y respecto al ejercicio precedente, podemos indicar los siguientes aspectos:

- Primer ejercicio completo de consolidación de UIL en Estados Unidos, que se integra en el negocio de Redes de ese país. La integración de Iberdrola USA y la compañía norteamericana UIL, y su posterior constitución en AVANGRID tuvo lugar el 16 de diciembre de 2015.
- Reclasificación resultados subvenciones de capital.

Desde mayo de 2016 la imputación a resultados de las subvenciones de capital se clasifican en "Ingresos de Explotación" y no minorando las amortizaciones como se hacía anteriormente. Se ha corregido la información comparativa de 2015 con este efecto. El aumento de ingresos en el ejercicio 2016 y 2015 asciende a 82 millones de euros y a 91 millones de euros respectivamente. El efecto en el Beneficio Neto del Grupo es nulo, ya que se corrige con mayores amortizaciones por el mismo importe.

La optimización de la solidez financiera y de la liquidez como prioridades estratégicas se resumen en:

- La Deuda Neta se sitúa en 29.414 millones de euros, con una mejora del apalancamiento hasta el 42,0% frente al 40,7% registrado en 2015.
- Los Fondos Generados en Operaciones a cierre de 2016 crecen un 6,8% y se sitúan en 6.311 millones de euros.
- Los ratios de solvencia mejoran ligeramente a 31 de diciembre de 2016.

## 2.2 Evolución de los negocios

### 2.2.1 Análisis de la cuenta de resultados

Las cifras más destacables de los resultados de ejercicio 2016 son las siguientes:

Millones de euros	2016	2015	% variación
Cifra de negocios	29.215	31.419	(7,0)
Margen bruto <sup>(1)</sup>	12.916	12.843	0,6
EBITDA <sup>(2)</sup>	7.808	7.397	5,6
EBIT <sup>(3)</sup>	4.554	3.829	18,9
Beneficio neto	2.843	2.460	15,6

(1) Margen Bruto: Cifra de negocios - Aprovisionamientos

(2) EBITDA: Beneficio de explotación + Amortizaciones y provisiones

(3) EBIT: Beneficio de explotación

#### 2.2.1.1 Margen bruto

El Margen bruto se situó en 12.916 millones de euros con un incremento del 0,6% respecto del obtenido en 2015 apoyado por la contribución norteamericana UIL (+770 millones de euros) que compensa la evolución de las divisas medias de referencia (-339 millones de euros).

El margen bruto por negocios es el siguiente:

Millones de euros	2016	2015	% variación
Negocio de Redes	6.161	5.514	11,7
Negocio Liberalizado	4.634	4.841	(4,3)
Negocio de Renovables	2.179	2.361	(7,7)
Otros negocios	106	235	(54,9)
Corporación y ajustes	(164)	(108)	(51,9)
<b>Margen bruto</b>	<b>12.916</b>	<b>12.843</b>	<b>0,6</b>

## - Negocio de Redes

El negocio de Redes aumenta su aportación un 11,7% hasta alcanzar los 6.161 millones de euros (5.514 millones de euros en 2015).

Millones de euros	2016	2015	% variación
España	2.028	1.952	3,9
Reino Unido	1.267	1.472	(13,9)
Estados Unidos	2.537	1.698	49,4
Brasil	329	392	(16,1)
<b>Total negocio de redes</b>	<b>6.161</b>	<b>5.514</b>	<b>11,7</b>

El negocio de Redes aumenta respecto de 2015 un 11,7% hasta alcanzar los 6.161 millones de euros, presentando evoluciones positivas en España y Estados Unidos y reducciones en Reino Unido y Brasil. Como hechos reseñables en el período podemos destacar:

- En España alcanza los 2.028 millones de euros consecuencia de la aplicación la aprobación definitiva del nuevo marco regulatorio de la Distribución.
- El Reino Unido suma hasta los 1.267 millones de euros (-13,9%) debido fundamentalmente a la devaluación de la libra (+10%) y al perfil de ingresos definido en el nuevo marco regulatorio para la Distribución (RIIO ED1) que entró en vigor en abril de 2015.
- La contribución de Iberdrola en Estados Unidos en el período se sitúa en 2.537 millones de euros (49,4%), principalmente por la mayor contribución de UIL y la revaluación del dólar.
- El Margen Bruto de Brasil se cifra en los 329 millones de euros (-16,1%) afectado por la devaluación del real brasileño, un descenso de la energía circulada y la diferente composición de la demanda respecto al año pasado.

## - Negocio Liberalizado

El negocio Liberalizado (generación y clientes) disminuye su aportación al Margen bruto un 4,3% hasta los 4.634 millones de euros (4.841 millones de euros en 2015).

Millones de euros	2016	2015	% variación
España y Portugal	3.071	2.971	3,4
Reino Unido	1.000	1.306	(23,4)
México	509	584	(12,8)
Brasil	6	-	100,0
Estados Unidos	48	(20)	340,0
<b>Total negocio liberalizado</b>	<b>4.634</b>	<b>4.841</b>	<b>(4,3)</b>

- En España el margen bruto alcanza 3.071 millones de euros (3,4%) gracias al distinto mix de producción respecto a 2015 y al mayor volumen de ventas a clientes.
- Reino Unido sitúa su Margen Bruto en los 1.000 millones de euros, afectado negativamente por la devaluación de la libra, al aumento de los costes regulatorios tanto en Generación como en Comercial y a las menores ventas como consecuencia de un periodo más cálido.

- México aporta 509 millones de euros al Margen Bruto (-12,8%) debido por un lado, a la caída de los precios tanto en los contratos con CFE como con clientes privados ya que están ligados a ciertas variables macroeconómicas (impacto que se compensa a nivel EBITDA ya que el Gasto Operativo Neto está también referenciado a las mismas variables) y al retraso en la puesta en operación de diversas centrales que ya se encuentran en operación.

#### - Negocio de Renovables

El negocio de Renovables disminuye su Margen Bruto en un 7,7% hasta los 2.179 millones de euros (2.361 millones de euros en 2015).

Millones de euros	2016	2015	% variación
España y Portugal	764	751	1,7
Reino Unido	385	572	(32,7)
Estados Unidos	802	822	(2,4)
Brasil	36	36	-
México	69	57	21,1
Resto del mundo	123	123	-
<b>Total negocio renovables</b>	<b>2.179</b>	<b>2.361</b>	<b>(7,7)</b>

Las causas más importantes de esta evolución son:

- Una mayor producción con mejores precios en España que mejora hasta 764 millones de euros (+1,7%)
- Una caída del margen bruto en el Reino Unido hasta los 385 millones de euros, por efecto de la devaluación de la libra, de la menor producción (-16,8%) a causa de la menor eolicidad del periodo, de los menores precios de mercado y la eliminación de LECs en el tercer trimestre de 2015.
- Una aportación de EEUU de 802 millones de euros (-2,4%) consecuencia del negocio no renovable de gas que tuvo un resultado positivo en 2015 por los derivados de electricidad y gas (31 millones de euros) y que no se ha repetido este año. La mayor producción (+5,2%) compensa la disminución del precio medio.
- Latinoamérica aporta 105 millones de euros (+12,9%) con México mejorando un 21,1% gracias a la nueva capacidad en operación y Brasil sin cambios.

#### - Otros negocios

La contribución de Otros Negocios se sitúa en los 106 millones de euros disminuyendo un -54,9% (235 millones de euros en 2015).

#### 2.2.1.2 Resultado de explotación bruto – EBITDA

El EBITDA consolidado se incrementa un 5,6% hasta 7.808 millones de euros (7.397 millones de euros en 2015) donde mejora el negocio de Redes (+12,5%) y disminuyen Generación y Clientes (-3,0%) y Renovables (-8,9%).

Millones de euros	2016	2015	% variación
Negocio de Redes	4.082	3.627	12,5
Negocio Liberalizado	2.253	2.323	(3,0)
Negocio de Renovables	1.500	1.647	(8,9)
Otros negocios	(111)	(10)	(1.010,0)
Corporación y ajustes	84	(190)	144,2
<b>EBITDA</b>	<b>7.808</b>	<b>7.397</b>	<b>5,6</b>

La contribución de los elementos no recurrentes a nivel Ebitda es de 54 millones de euros, ya que el impacto positivo de la sentencia del Bono Social (+142 millones de euros) se compensa parcialmente con otra serie de impactos (-88 millones de euros en total) entre los que se incluyen otras sentencias favorables en España, medidas de eficiencia, extraordinarios negativos en IFRS en el negocio de Redes EE.UU. y la compensación a clientes impuesta por Ofgem.

#### - Gastos operativos netos

A la evolución ya explicada del Margen bruto hay que añadir un Gasto operativo neto que disminuye un 4,5% hasta los 3.572 millones de euros (3.739 millones de euros en 2015) afectado por el tipo de cambio y por la incorporación de UIL.

Millones de euros	2016	2015	% variación
Negocio de Redes	1.441	1.385	4,0
Negocio Liberalizado	1.504	1.565	(3,9)
Negocio de Renovables	537	560	(4,1)
Otros negocios	216	242	(10,7)
Corporación y ajustes	(126)	(13)	(869,2)
<b>Gasto operativo neto</b>	<b>3.572</b>	<b>3.739</b>	<b>(4,5)</b>

#### - Tributos

La partida de Tributos disminuye un 9.95% hasta los 1.537 millones de euros, debido fundamentalmente al efecto de la incorporación de UIL (-138 millones de euros) compensado por un impacto positivo neto de 217 millones de euros relacionado con sentencias favorables en España tanto en 2016 como 2015.

#### 2.2.1.3 Resultado de explotación neto – EBIT

El EBIT se situó en 4.554 millones de euros un 18,9% superior al de 2015 (3.829 millones de euros).

Millones de euros	2016	2015	% variación
Negocio de Redes	2.649	2.485	6,6
Negocio Liberalizado	1.313	962	36,5
Negocio de Renovables	703	659	6,7
Otros negocios	(125)	(30)	(316,7)
Corporación y ajustes	14	(247)	105,7
<b>EBIT</b>	<b>4.554</b>	<b>3.829</b>	<b>18,9</b>

## - Amortizaciones y provisiones

Las Amortizaciones y Provisiones disminuyen un -8,8% hasta alcanzar los 3.254 millones de euros:

- La partida de Amortizaciones se mantiene estable, 3.076 millones de euros (+0,1%), La menor amortización respecto al 2015 que recogió el saneamiento de la central de Longannet con vistas a su cierre (132 millones de euros) y el efecto del alargamiento hasta los 40 años de la vida útil de las torres y obra civil de los parques eólicos terrestres (147 millones de euros) compensan la incorporación de UIL (-188 millones de euros) y el aumento por nuevas inversiones.
- La partida de Provisiones supone 178 millones de euros (-64,0%) disminuyendo 316 millones de euros debido, principalmente a que en el cuarto trimestre de 2015 se registró un saneamiento de la central de Longannet de 288 millones de euros.

### 2.2.1.4 Resultado financiero

El resultado financiero neto se situó en -903 millones de euros, mejorando un 11,7% respecto al alcanzado en 2015 (-1.023 millones de euros).

La reducción en el coste medio hasta el 3,49% (57 p.b. inferior al año pasado) ha contribuido a mejorar un 64,8 millones de euros (6%) el resultado asociado a deuda a pesar de que la deuda neta media aumenta en 2.365 millones de euros.

El resultado por DVMEs y derivados mejora en 115,6 millones de euros, en gran medida por las coberturas sobre beneficio neto que generan una valoración positiva por la evolución de la libra esterlina tras el Brexit.

Varias contingencias no-recurrentes registradas en 2016 (principalmente intereses devengados en resoluciones judiciales y venta de la participación en Euskaltel) tienen como resultado un menor ingreso financiero de 60,8 millones de euros.

### 2.2.1.5 Resultado de sociedades por el método de la participación

La partida de Resultados de Sociedades por el Método de Participación alcanza los 49 millones de euros (-11,9% respecto a 2015, 55 millones de euros). La mejora de resultados de Gamesa se compensa con la menor aportación de Neoenergia y el efecto de la venta de la participación de parques eólicos en Italia.

### 2.2.1.6 Resultados activos no corrientes

Los resultados de Activos no Corrientes ascienden a 48 millones de euros con una disminución de 77 millones de euros respecto a 2015 (125 millones de euros). En 2016 las operaciones más significativas han sido la venta de Iriquois (participación minoritaria en una red local de gas) en los EE.UU. y la venta de la participación en la sociedad inmobiliaria Oceanic Center.

### 2.2.1.7 Resultado neto

Finalmente, el Beneficio Neto asciende a 2.705 millones de euros, con un incremento del 11,7% frente al obtenido en 2015 (2.422 millones de euros).

El Beneficio Neto Recurrente alcanza los 2.531,7 millones de euros (2.261,4 millones de euros en 2015) (+12%) fruto de la buena evolución del negocio y de la comparativa interanual de partidas específicas de cada ejercicio.

La conciliación del Beneficio Neto Recurrente al Beneficio Neto reportado es la siguiente

Millones de euros	2016	2015
<b>Beneficio Neto Recurrente</b>	<b>2.531,7</b>	<b>2.261,4</b>
Saneamientos extraordinarios	30,5	-275,5
Resultados activos no corrientes	40,7	140,6
Impuestos no recurrentes	102,1	295,1
<b>Beneficio neto</b>	<b>2.705,0</b>	<b>2.421,6</b>

El gasto por impuestos aumenta un 71,6% y se sitúa en 904,6 millones de euros, debido básicamente a efectos fiscales no recurrentes registrados en 2015. La menor tasa fiscal en España (del 28% al 25%) se compensa con resultados en países con mayor tasa fiscal, como EEUU.

## 2.3 Evolución operativa del periodo

### 2.3.1 Negocio de Redes

#### A. España

IBERDROLA cuenta con aproximadamente 10,9 millones de puntos de suministro gestionados y la energía distribuida total alcanza 93.736 GWh, con una disminución del 0,4% respecto al mismo período del año anterior (94.113 GWh en 2015).

El indicador TIEPI de la calidad de suministro correspondiente al ejercicio 2016 se ha situado en 54,1 minutos, con una mejora del 12% respecto al ejercicio anterior (61,9 minutos en 2015).

En la tabla se muestran los valores del TIEPI (tiempo de interrupción) y NIEPI (número de interrupciones) en relación con el año anterior:

Año	TIEPI acumulado	NIEPI acumulado
2015	61,9	1,20
2016	54,1	1,04

La inversión realizada en el ejercicio ha permitido la puesta en explotación de las siguientes instalaciones:

Unidades físicas	2016	Total
Líneas	Aérea (km)	185
	Subterránea (km)	573
Subestaciones	Transformadores (nº)	4
	Incremento de potencia (MVA)	788
	Subestaciones (nº)	10
Centros de transformación	Centros (nº)	411
	Incremento de potencia (MVA)	130

Además, durante el ejercicio se han instalado 2,3 millones de contadores tele-gestionados, dentro del proyecto STAR de red inteligente.

Es de señalar que se ha cumplido con la exigencia regulatoria de sustituir el 70% de contadores antes del 31 de diciembre de 2016.

## B. Reino Unido

IBERDROLA cuenta con más de 3,5 millones de puntos de suministro en Reino Unido. El volumen de energía distribuida durante el ejercicio 2016 ha sido de 33.482 GWh (34.009 GWh en 2015), lo que supone un descenso del 1,5 % con respecto al ejercicio 2015.

El tiempo medio de interrupción por consumidor (*Customer Minutes Lost, CML*) y el número de consumidores afectados por interrupciones por cada 100 clientes (*Customer Interruptions, CI*) son:

	2016		2015	
	CML	CI	CML	CI
Scottish Power Distribution (SPD)	30,7	45,3	34,7	46,6
Scottish Power Manweb (SPM)	37,2	38,9	35,2	31,5

A pesar de que los indicadores de calidad de Scottish Power Energy Networks (SPEN) han aumentado debido a cuatro incidentes que afectaron agregadamente a cerca de 100.000 consumidores, los indicadores de ambas empresas cumplen con los límites regulatorios.

## C. Estados Unidos

### - Distribución

En Estados Unidos IBERDROLA cuenta con 2,2 millones de puntos de suministro de electricidad. El volumen de energía distribuida en el año ha sido de 37.027 GWh, lo que supone un incremento del 15,5% con respecto al ejercicio 2015 (32.047 GWh) debido a la integración de UIL.

El número de interrupciones medio por cliente (*System Average Interruption Frequency Index, SAIFI*) y el índice de duración media de interrupción por cliente (*Customer Average Interruption Duration Index CAIDI*) son los siguientes:



	2016		2015	
	SAIFI	CAIDI	SAIFI	CAIDI
Central Maine Power (CMP)	1,78	1,89	0,72	1,70
NY State Electric & Gas (NYSEG)	1,19	2,02	0,56	2,08
Rochester Gas & Electric (RGE)	0,58	1,79	0,41	1,79
United Illuminating Company (UI)	0,53	0,42	-	-

Las tres empresas cumplen con todos sus indicadores de calidad de servicio dentro de los límites exigidos por la comisión correspondiente.

#### - Gas

El número de usuarios de gas en Estados Unidos al final del 2016 es de aproximadamente un millón, a los que se les ha suministrado 53.460 GWh, lo que supone un 68,9% más que el mismo período del año anterior debido a la integración de las distribuidoras de gas de UIL. Descontado este efecto, el gas distribuido es un 2,3% inferior al año anterior, lo que se debe a las suaves temperaturas registradas en el invierno de 2016.

#### D. Brasil

La evolución de la demanda de las distribuidoras de Brasil, COELBA, COSERN, CELPE y ELEKTRO en el ejercicio 2016 se ha mantenido en niveles similares a los del ejercicio anterior hasta alcanzar los 54.530 GWh (54.000 GWh en 2015).

Energía distribuida (GWh) 100% negocio	2016	2015	% Variación
COELBA	19.549	18.871	3,6
COSERN	5.582	5.512	1,3
CELPE	13.410	13.426	(0,1)
ELEKTRO	15.962	16.191	(1,4)
<b>Total</b>	<b>54.503</b>	<b>54.000</b>	<b>0,9</b>

A cierre del ejercicio, el número de usuarios gestionados alcanza los 13,4 millones.

Número de clientes (millones) 100% negocio	2016	2015
COELBA	5,8	5,7
COSERN	1,4	1,3
CELPE	3,6	3,5
ELEKTRO	2,6	2,5
<b>Total</b>	<b>13,4</b>	<b>13,0</b>

Respecto a la generación regulada de electricidad, la potencia de los proyectos en operación a final de 2016 es de 5.653 MW (1.059 MW en el porcentaje de IBERDROLA).

En cuanto a los proyectos en construcción, el ritmo de construcción sigue el calendario previsto, de manera que se mantienen las fechas de entrada en operación previstas. En el ejercicio 2016 han entrado en operación en Belomonte varios de los grupos que suponen 78 MW atribuibles.

Central	MW	MW atribuibles	Año
Baixo Iguazu	350	137	2018
Belo Monte	9.245	360	2016-2018
<b>Total</b>	<b>9.595</b>	<b>497</b>	

### 2.3.2 Negocio Liberalizado

#### A. España y Portugal

##### A.1. Generación

La capacidad instalada en España (sin renovables) alcanza los 19.745 MW, la misma que en 2015.

Potencia Instalada (MW)	2016	2015	Variación
Hidráulica	9.713	9.713	-
Nuclear	3.166	3.166	-
Térmica carbón	874	874	-
Ciclos combinados de gas	5.694	5.694	-
Cogeneración	298	298	-
<b>Total</b>	<b>19.745</b>	<b>19.745</b>	<b>-</b>

Por otra parte, el Balance Energético del sistema peninsular español en 2016, se caracteriza por una elevada producción renovable (40,8% del total) debido al incremento de la producción hidráulica (+25,3%) al haber sido el primer semestre especialmente lluvioso. Como consecuencia, la producción de carbón se reduce respecto del ejercicio 2015, (-30,9%) aunque la producción con gas sube ligeramente (+2,3%). En términos ajustados de laboralidad y temperatura la evolución se sitúa en el 0%.

Respecto a IBERDROLA, durante los doce meses de 2016 la producción aumenta un 16,7% hasta alcanzar 43.338 GWh.

La evolución del año por tecnologías es la siguiente:

GWh	2016	2015	% Variación
Hidráulica	18.510	12.488	48,2
Nuclear	24.335	23.082	5,4
Térmica de carbón	2.115	3.684	(42,6)
Ciclos combinados de gas	3.724	2.293	62,4
Cogeneración	1.875	1.791	4,7
<b>Total producción neta</b>	<b>50.559</b>	<b>43.338</b>	<b>16,7</b>

- La producción hidráulica alcanzó 18.510 GWh, lo que supone un aumento del 48,2% respecto al año anterior. El nivel de reservas hidráulicas se sitúa a 31 de diciembre de 2016 en el 42% (equivalente a 4.774 GWh).
- La producción nuclear se sitúa en 24.335 GWh, registrándose un incremento del 5,4%.
- Las centrales térmicas de carbón alcanzaron 2.115 GWh, frente a 3.684 GWh del año anterior, lo que supone una reducción del 42,6%.

- Por su parte, la producción de los ciclos combinados registra un aumento del 62,4% hasta 3.724 GWh.
- Las centrales de cogeneración aumentan su producción un 4,7% hasta 1.875 GWh.

## A.2 Comercialización

La energía suministrada (electricidad y gas) en España alcanza los 60.367 GWh (58.282 GWh en 2015), 51.614 GWh de electricidad y 8.753 GWh de gas.

La energía eléctrica suministrada en mercado libre en el año 2016 ha aumentado un 5,8% alcanzando 43.405 GWh frente a los 41.008 GWh suministrados en el 2015. En cuanto a la electricidad suministrada a Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) ha sido de 8.209 GWh.

El gas comercializado en mercado libre en el año 2016 ha aumentado un 4,5% alcanzando 8.702 GWh frente a los 8.364 GWh suministrados en el 2015.

En Portugal, IBERDROLA ha suministrado 7.343 GWh durante 2016 frente a los 6.718 GWh suministrados en 2015 (+9,3%), siendo el segundo comercializador en clientes industriales de Media Tensión.

## B. Reino Unido

### B.1. Generación

A 31 de diciembre de 2016 y 2015, la capacidad instalada en Reino Unido alcanza 2.531 MW y 4.835 MW, respectivamente como consecuencia del cierre, a finales de marzo de la central de carbón de Longannet (2.304 MW).

(MW)	2016	2015	% Variación
Hidráulica	563	563	-
Térmica carbón	-	2.304	(100,0)
Ciclos combinados de gas	1.967	1.967	-
Cogeneración	1	1	-
<b>Total Reino Unido</b>	<b>2.531</b>	<b>4.835</b>	<b>(47,7)</b>

En cuanto a la producción procedente de generación tradicional, en el año 2016 disminuyó un 29,1% hasta los 10.456 GWh frente a los 14.754 GWh del año anterior por el impacto mencionado del cierre de la central térmica de Longannet.

La cuota de mercado del negocio de generación en 2016 se ha situado en el 4,2% frente al 6% del año anterior. Por tecnologías, los aspectos más destacables son los siguientes:

GWh	2016	2015	% Variación
Hidráulica	585	704	(16,9)
Térmica de carbón	1.636	7.813	(79,1)
Ciclos combinados de gas	8.234	6.235	32,1
Cogeneración	1	2	(50,0)
<b>Total Reino Unido</b>	<b>10.456</b>	<b>14.754</b>	<b>(29,1)</b>

## B.2. Comercialización

Durante 2016 se han vendido a clientes 20.951 GWh de electricidad y 31.974 GWh de gas (20.458 GWh de electricidad y 32.055 GWh de gas en 2015). SCOTTISH POWER cuenta con 3,2 millones de clientes de electricidad y 2,1 millones de clientes de gas a 31 de diciembre de 2016.

## C. México

IBERDROLA es el primer productor privado de electricidad de México. La capacidad instalada asciende a 5.473 MW (5.048 MW en 2015).

Están en proceso de ejecución cinco nuevas centrales, y como hito importante hay que resaltar el inicio de la operación comercial de la central Dulces Nombres 2 en Monterrey de 300 MW en el último trimestre. En este año se ha puesto en operación la central de cogeneración de Ramos de 53,3 MW, así como la ampliación de 57 MW de Altamira III y IV y la Ampliación de Monterrey I y II 16 MW.

Con todo ello en 2018 y 2019 en proyectos totalmente consolidados y en la potencia térmica operativa de Iberdrola en México alcanzará los 7.600 MW, donde además de la capacidad contratada a largo plazo, ya indicada con la CFE, se tienen contratos a largo plazo con clientes privados.

La energía eléctrica suministrada desde las centrales de ciclos combinados y de cogeneración ha sido de 36.598 GWh (38.128 GWh en 2015), lo que supone un factor de carga del 80% al ser la generación con gas natural la base de la generación eléctrica en México. La disponibilidad acumulada de las plantas de México ha sido del 95,8%.

## D. Almacenamiento de gas en Estados Unidos y Canadá

Las instalaciones de este tipo que la Sociedad ha explotado en el 2016 totalizan 2,4 bcm. Adicionalmente la Sociedad disponía de 1,6 bcm de capacidad contratada o bajo gestión.

### 2.3.3 Negocio de Renovables

A cierre del ejercicio 2016, el negocio de Renovables cuenta con una capacidad instalada de 14.768 MW (14.184 MW en 2015).

La producción renovable ha aumentado un 2,2% en el año, hasta alcanzar los 31.917 GWh (31.228 GWh en 2015).

Durante los últimos 12 meses, IBERDROLA instaló 582 MW en nuevas instalaciones renovables

MW instalados	2016	2015	MW variación
Eólica España	5.508	5.508	–
Eólica Estados Unidos	5.692	5.484	208
Eólica Reino Unido	1.991	1.614	377
<i>Onshore</i>	1.797	1.420	377
<i>Offshore</i>	194	194	–
Eólica México	367	367	–
Eólica Brasil	187	187	–
Eólica Resto del mundo	615	615	–
<b>Total eólica</b>	<b>14.360</b>	<b>13.775</b>	<b>585</b>
<b>Otras renovables</b>	<b>408</b>	<b>409</b>	<b>(1)</b>
<b>Total potencia instalada</b>	<b>14.768</b>	<b>14.184</b>	<b>584</b>

## A. Energía eólica terrestre (onshore)

Durante los últimos 12 meses, Iberdrola ha visto incrementada su potencia instalada total en 581,81 MW: se instalaron 585 MW y se desmantelaron 2,23 MW (0,85 MW eólicos y 1,38 MW de minihidráulica en España).

Iberdrola alcanza una potencia eólica terrestre instalada de 14.166 MW tras haber añadido durante los doce últimos meses 585 MW eólicos terrestres.

### - España

La potencia instalada al cierre del 2016 asciende a 5.508 MW y gestiona a través de sociedades participadas no consolidadas 244 MW.

Se ha aprobado la construcción de dos parques eólicos de capacidad total 32,2 MW en la isla de Tenerife: Chimiche II (18,4 MW) y Las Aulagas (13,8 MW).

### - Estados Unidos

La Compañía está presente en 19 estados con un total de 5.692 MW eólicos instalados, y 161 MW adicionales son gestionados a través de sociedades participadas.

Se encuentran en curso las obras de Desert Wind (208 MW) con un PPA firmado con Amazon en Carolina del Norte (se han instalado ya todos los aerogeneradores, y solamente faltan de poner en marcha los últimos 8 MW para su entrada en operación comercial), El Cabo (298,2 MW) en Nuevo México, Deerfield (30 MW) en Vermont y Tule (131,1 MW) en California, y en fase previa al inicio de obras en Twin Buttes II (75 MW), en Colorado.

### - Reino Unido y República de Irlanda

La potencia eólica terrestre instalada asciende a 1.796 MW en el Reino Unido y 15 MW son gestionados a través de sociedades participadas.

Durante el ejercicio, se ha trabajado en la construcción de 473,78 MW que están sujetos al sistema de ROCs. De esta cartera de proyectos, se han finalizado las obras para un total de 146.23 MW: 13.8 MW en Ewe Hill Phase 1, 45.06 MW en Black Law Ext. Phase 1, 69 MW en Dersalloch y 18.37 MW en Black Law Ext. Phase 2, y se encuentran en curso las obras de 327,55 MW, de los parques eólicos Killgallioch (239 MW de los cuales se han instalado 167.5 MW), Hare Hill extensión (29,75 MW de los cuales se han instalado 23.35 MW), Ewe Hill Phase 2 (36,8 MW de los cuales se han instalado 25.3 MW) y Glen App (22 MW de los cuales se han instalado 14 MW).

### - Brasil

Seis proyectos por un total de 174 MW eólicos resultaron ganadores en las "Leilões" (concursos) que tuvieron lugar durante 2014. Se encuentran en curso las obras de los parques eólicos Calango 6 (30 MW), Santana I (30 MW) y Santana II (24 MW).

En Brasil, Iberdrola cuenta con 187 MW consolidados y 59 MW gestionados a través de Neoenergía.

Adicionalmente, seis proyectos por un total de 178,5 MW eólicos resultaron ganadores en las “Leilões” (concursos) que tuvieron lugar durante 2014. Se ha finalizado la instalación de los parques eólicos Calango 6 (30 MW), Santana I (30 MW) y Santana II (24 MW), si bien no serán consolidados hasta el primer trimestre de 2017.

- México

En México, la potencia instalada asciende a 367 MW.

Se ha aprobado la construcción de un total de 325,5 MW adicionales: Santiago eólico (105 MW) en Guanajuato y Pier (220,5 MW) en Puebla.

## **B. Energía eólica marina (offshore)**

Actualmente, el negocio de Renovables está desarrollando proyectos eólicos marinos principalmente en el Reino Unido, Alemania y Francia.

En el Reino Unido la compañía puso en explotación en 2014 el proyecto de West of Duddon Sands de 389 MW (la capacidad atribuida a IBERDROLA es de 194,5 MW), situado en el Mar de Irlanda, cuyo desarrollo comparte con Dong Energy al 50%.

IBERDROLA continúa con el desarrollo del proyecto offshore Wikinger, de hasta 350 MW, en el Mar Báltico (Alemania). Se han finalizado las campañas de instalación de pilotes y de instalación de “jackets”.

Los trabajos de tendido del cable de parque se encuentran también próximos a su finalización y se está progresando con los trabajos de terminación y de tests. La OSS (subestación marina) está ya instalada y se encuentra en fase de finalización de la puesta en marcha y de terminación. En paralelo se han comenzado las operaciones offshore de instalación de turbinas de cara a su puesta en marcha a lo largo del 2017.

Iberdrola está también desarrollando en Reino Unido el conjunto de proyectos “East Anglia” en el Mar del Norte. El proyecto East Anglia 1, adjudicatario en la primera subasta de CfDs (Contratos por Diferencia) en febrero de 2015 con un contrato para evacuar 714MW de potencia y cuya inversión por valor de 2.600 millones de libras fue aprobada por la compañía en febrero de 2016, ha cerrado el año 2016 con la mayor parte de los contratos de suministro de los paquetes principales firmados.

Cabe destacar el contrato con Siemens para el suministro de 102 aerogeneradores de 7MW, sendos contratos con Navantia para el suministro de la subestación offshore y 42 “jackets” sobre los que se asentarán los aerogeneradores, el contrato con Lamprell para el suministro de los 60 jackets restantes y con Nexans para el suministro del cable de evacuación entre la subestación del parque y la subestación en tierra. También fue un hito del año 2016 la firma con The Crown Estate del contrato de arrendamiento del dominio marítimo para el asentamiento del parque durante su vida útil.

Por otro lado Iberdrola y Vattenfall (socio en el proceso de desarrollo inicial) finalizaron en el primer trimestre de 2016 la negociación con The Crown Estate para el reparto de los restantes proyectos de la zona East Anglia, fruto de la cual Iberdrola es propietaria al 100% de los derechos sobre otros tres proyectos en diferentes fases de desarrollo con una capacidad acumulada de 2.800 MW.

En abril de 2012, el consorcio formado por IBERDROLA y la empresa francesa EOLE-RES recibió la concesión del Gobierno francés de los derechos exclusivos para la operación del parque eólico marino de Saint-Brieuc, de 500 MW de capacidad. El proyecto se redefinió técnicamente en 2013 con el objetivo de usar una máquina más moderna, de 8MW de potencia unitaria, del suministrador ADWEN (Joint venture entre Areva y Gamesa) El proyecto presentó en octubre de 2015 la solicitud de permiso de construir. Durante el año 2016 se trabajará en dar respuesta a las solicitudes que lleguen de la administración francesa dentro del proceso de aprobación de dicho permiso, así como en la consolidación de los principales acuerdo de suministro del futuro parque. Se espera recibir el permiso de construir durante la primera mitad del año 2017.

### C. Otras tecnologías

El negocio de Renovables cuenta con instalaciones de otras tecnologías renovables en diversos países que suman un total de 409 MW y cuyo desglose se presenta en la siguiente tabla:

MW instalados	2016	2015	País
Minihidráulica régimen especial	130	130	España
Minihidráulica régimen ordinario	172	173	España
Híbrida térmico solar	50	50	España
Fotovoltaica	56	56	EE.UU. (50MW) Grecia (6MW)
Olas	-	-	Reino Unido
<b>Total Otras renovables</b>	<b>408</b>	<b>409</b>	

- Estados Unidos-Avangrid

Se ha aprobado la construcción de un total de 66 MWn con tecnología fotovoltaica: Gala (56 MWn) y W'y East (10 MW), ambos en el estado de Oregón.

- México

Se ha aprobado la construcción de un total de 270 MWn con tecnología fotovoltaica: Santiago fotovoltaico (170 MWn) en San Luis de Potosí y Hermosillo (100 MWn) en Sonora.

## 3. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

### 3.1 Apalancamiento

La deuda financiera neta ajustada a 31 de diciembre de 2016 se incrementa en 1.347 millones de euros hasta los 29.414 millones de euros frente a los 28.067 millones de euros a 31 de diciembre de 2015, como consecuencia de la anticipación de inversiones, principalmente en offshore, y de varios extraordinarios (Safe Harbour US, etc.). Como consecuencia, el apalancamiento financiero aumenta hasta el 42% respecto al 40,7% registrado en el mismo periodo del año anterior.

	2016	2015
<b>Patrimonio</b>	<b>40.687</b>	<b>40.956</b>
Deuda bruta	32.026	30.340
Efectivo y equivalentes (Nota 19)	(1.433)	(1.153)
Derivados activos y otros	(1.179)	(1.120)
<b>Deuda neta</b>	<b>29.414</b>	<b>28.067</b>
<b>Apalancamiento</b>	<b>42,0%</b>	<b>40,7%</b>

### 3.2 Calificación crediticia de la Deuda Senior de IBERDROLA

Agencia	Largo plazo <sup>(1)</sup>	Perspectiva	Fecha
Moody's	Baa1	Positiva	25/04/2016
Fitch	BBB+	Estable	25/03/2014
Standard & Poors	BBB+	Estable	22/04/2016

(1) Advertencia: las anteriores calificaciones pueden ser revisadas, suspendidas o retiradas por la entidad calificadora en cualquier momento.

### 3.3 Estructura de la deuda

En cuanto a la evolución del coste financiero de la Compañía, a 31 de diciembre de 2016 se sitúa en 3,17%, frente al 3,57% del mismo periodo del año anterior (Ver Nota 25 de la memoria).

La estructura de la deuda por tipo de interés y por divisa se puede ver en las Notas 5 y 25 de la memoria.

De acuerdo con la política de minimizar los riesgos financieros de la Compañía, el riesgo en divisa se ha seguido mitigando mediante la financiación de los negocios internacionales en moneda local (libras esterlinas, reales, dólares) o funcional (dólares, en el caso de México).

IBERDROLA presenta una fuerte posición de liquidez a cierre de 2016, superando los 8.000 millones de euros, lo que equivale a más de 24 meses de las necesidades de financiación de la compañía (ver Nota 50 de la Memoria).

<b>(Millones de euros)</b>	
<b>Vencimiento líneas de crédito</b>	<b>Disponible</b>
2017	266
2018	1
2019 en adelante	6.317
<b>Total</b>	<b>6.584</b>
Efectivo y otros medios equivalentes	1.432
<b>Total liquidez ajustada</b>	<b>8.016</b>

IBERDROLA presenta un cómodo perfil de vencimientos de deuda, con más de seis años de vida media de la deuda, fruto, entre otros, de la gestión activa del pasivo llevada a cabo a lo largo de este ejercicio. El perfil de vencimiento de deuda de IBERDROLA a cierre de 2016 se muestra en la Nota 25 de la memoria.



### 3.4 Capital circulante

El capital circulante muestra un descenso de 109 millones euros desde diciembre de 2015 como consecuencia principalmente de varios efectos que se compensan parcialmente entre sí:

- Una disminución de las existencias de 163 millones de euros que reducen el capital circulante.
- Una disminución de las partidas de “Deudores comerciales” y “Acreedores Comerciales” suponen, en su conjunto, una disminución de circulante de 37 millones de euros.
- Una disminución de las provisiones de 102 millones de euros, que aumentan el circulante.

	31.12.2016	31.12.2015	Var
Activos mantenidos para su enajenación	-	44	(44)
Combustible nuclear	323	350	(27)
Existencias	1.634	1.797	(163)
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar corrientes	5.862	6.048	(186)
Inversiones financieras corrientes	781	688	93
Instrumentos financieros derivados activos <sup>(1)</sup>	322	339	(17)
<b>ACTIVOS CORRIENTES <sup>(1)</sup></b>	<b>8.922</b>	<b>9.266</b>	<b>(344)</b>
Provisiones	144	245	(101)
Instrumentos financieros derivados pasivos <sup>(2)</sup>	339	324	15
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	8.434	8.583	(149)
<b>PASIVOS CORRIENTES <sup>(2)</sup></b>	<b>8.917</b>	<b>9.152</b>	<b>(235)</b>
<b>CIRCULANTE NETO</b>	<b>5</b>	<b>114</b>	<b>(109)</b>

(1) No incluye caja ni derivados activos de deuda

(2) No incluye deuda financiera ni derivados pasivos de deuda

## 4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y GASISTA

Tanto IBERDROLA como algunas de las sociedades del Grupo realizan actividades eléctricas en España y en el extranjero (véase el Anexo a estas Cuentas anuales consolidadas) muy influenciadas por los esquemas regulatorios. A continuación se describe la regulación fundamental que afecta al Grupo IBERDROLA.

### 4.1. Unión Europea

Los Estados miembros de la Unión Europea en los que IBERDROLA está presente, principalmente Reino Unido y España, deben cumplir la normativa comunitaria.

El objetivo de la legislación europea del sector energético es la constitución de mercados únicos de gas y electricidad para facilitar el intercambio y permitir que cualquier consumidor de la Unión Europea pueda contratar libremente con cualquier suministrador. Hay dos tipos de normativa al respecto: las directivas, que establecen criterios comunes que deben cumplir los mercados nacionales y que los Estados miembros deben trasponer a normativa nacional para su aplicación; y los reglamentos, que establecen normas para los temas supranacionales, especialmente los relacionados con los tránsitos de gas y electricidad, y que son de aplicación directa.

Otra normativa que afecta de forma indirecta al sector energético es la derivada de la política de energía y clima que se acordó en 2007. Supone el triple objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del 20%, establecer una cuota de energías renovables del 20% y un objetivo de reducción del consumo en un 20%, todo para el 2020. Para cumplir con estos objetivos para el año 2020 se han desarrollado cuatro documentos de legislación complementaria: la reforma del Sistema de Comercio de Emisiones de la UE (EU-ETS), los objetivos nacionales para las emisiones de ETS no comunitarios, los objetivos nacionales de energías renovables y la captura y almacenamiento de carbono.

Desde 2009, las instituciones de la UE y los Estados Miembros han trabajado para implementar la regulación aprobada en ese año relacionada, en primer lugar, con los mercados internos de gas y electricidad y, en segundo lugar, con la promoción de las energías renovables y la lucha contra el cambio climático. Estas regulaciones serán revisadas a partir de 2016 con el horizonte 2020.

La normativa derivada de estos acuerdos está todavía pendiente de desarrollo. La normativa sobre infraestructuras también es relevante. La Unión Europea tiene competencias en lo que respecta a las redes transeuropeas, en concreto las de energía. A lo largo de los últimos años y meses se ha intensificado la producción de distinta normativa y programas dirigidos a fomentar una mayor conexión entre los Estados miembros. En concreto, programas como las Redes Transeuropeas de Energía (TEN-E), el Programa Energético Europeo para la Recuperación (EEPR) y Connecting Europe Facility (CEF). En diciembre de 2014, el Consejo Europeo aprobó la creación de un Plan de Inversiones Estratégicas para la Unión Europea para movilizar 315 mil millones de euros en 2015 - 2017. Se estructura como un Fondo Europeo de Inversiones Estratégicas para inversiones en infraestructuras, incluida la energía y las redes de energías renovables. En enero de 2015, la Comisión Europea presentó la propuesta de un Reglamento sobre el Fondo Europeo de Inversiones Estratégicas para crear el marco jurídico necesario. El 27 de mayo de 2015, se llegó a un acuerdo entre el Consejo, el Parlamento y la Comisión Europea sobre la propuesta de dicho Reglamento.

En el Consejo Europeo de octubre de 2014 se acordaron nuevos objetivos para 2030, en concreto una reducción de GEI del 40% respecto a 1990, una cuota del 27% en renovables y una reducción del consumo del 27% (la Comisión Europea puede incrementar este objetivo hasta el 30% siguiendo las propuestas del paquete Energía Limpia para todos Europeos). Asimismo, se acordó asegurar que en 2020 la capacidad de intercambio de electricidad entre países miembros de la Unión Europea sea como mínimo el 10% de la potencia instalada.

El 25 de febrero de 2015, la Comisión Europea puso en marcha un marco estratégico para una Unión Energética resilencia con una política de cambio climático hacia el futuro, que incluye quince puntos de acción a implementar durante el mandato de la actual Comisión Europea, incluyendo, entre otros, los objetivos de una unión energética y las medidas que adoptará la Comisión para lograrlo, una nueva legislación para rediseñar y reformar el mercado de la electricidad, asegurar el suministro de electricidad y gas, la financiación de la UE para la eficiencia energética, un nuevo paquete de fuentes renovables de energía y una reforma estructural de EU-ETS, facilitando el cumplimiento de los objetivos de 2030 establecidos en el Consejo Europeo de octubre de 2014. El 18 de noviembre de 2015, la Comisión Europea presentó sus primeros avances logrados en 2015 y los pasos a realizar en el año 2016. También se proporcionó una orientación sobre la gobernanza del proceso de Unión Energética.

El 15 de julio de 2015, la Comisión Europea (CE) ha publicado unos documentos que anticiparon la acción legislativa en el ámbito de los mercados de energía y el comercio de emisiones. Mediante la Comunicación sobre el diseño del mercado, la CE analizó el funcionamiento de los mercados de la electricidad de la UE, planteó propuestas clave para mejorar y abrió el debate sobre los mecanismos de capacidad. La Comunicación sobre el mercado minorista ("New Deal" for customers) formuló propuestas para liberalizar plenamente los mercados minoristas y facilitar una mayor interacción con los clientes. También adjuntó un documento sobre "mejores prácticas" en el autoconsumo.

En referencia al comercio de emisiones, en julio de 2015, la CE envió su propuesta legislativa para reformar la Directiva de ETS al Parlamento Europeo y al Consejo, que abarcaba, entre otras cosas, la reserva de estabilidad del mercado (MSR por sus siglas en inglés) y la protección de los sectores en la fuga de carbono.

Tal y como establece en la Decisión 2015/1814 del Parlamento Europeo y del Consejo, la reserva de la estabilidad del mercado (MSR) entrará en operación el 1 de enero de 2019. La MSR se estableció para reducir 900 millones de derechos de emisión de los volúmenes de la subasta durante el período 2014-2016 e incluirlos en las subastas de 2019 y 2020. Comenzando en 2019, cada año se reducirá un 12% del total de derechos de emisión en circulación de las subastas y se colocará en la reserva. Si el número total de derechos de emisión en circulación en el mercado es menor de 400 millones, se devolverán al mercado 100 millones de derechos procedentes de la MSR.

Este mecanismo intenta estabilizar el régimen de comercio de derechos de emisión (ETS) y reforzar la señal del precio del carbono reduciendo gradualmente la oferta excedente de derechos de emisión. La MSR está incluida en la actual reforma del EU ETS.

Desde julio de 2015, se viene debatiendo sobre el comercio de derechos de emisión y desde el 20 de julio de 2016 la discusión se solapa con la de los sectores difusos no incluidos en el ETS (transporte, edificios, agricultura, residuos, uso de la tierra y silvicultura). En esa fecha, la CE envió a los órganos legislativos de la UE su proyecto de Reglamento sobre el reparto de los esfuerzos.

El 30 de noviembre de 2016, la CE ha publicado el paquete "Energía limpia para todos los europeos", que contiene las propuestas legislativas para completar la aplicación del mercado interior de la energía y alcanzar los objetivos medioambientales de 2030, materializando las ideas redactadas en julio de 2015. El paquete de noviembre de 2016 abarca los mercados al por mayor y al por menor y los marcos para las fuentes de energía renovables y la eficiencia energética. Evalúa la aplicación de mecanismos de capacidad plenamente compatibles con las Directrices Comunitarias sobre Ayudas Estatales en Materia de Energía y Medio Ambiente.

El paquete completo representa más de 70 documentos, de los cuales 8 son propuestas legislativas de alto impacto en los mercados energéticos, que serán discutidas por el Parlamento Europeo y el Consejo durante los próximos dos años. Se espera que la implementación práctica hasta el funcionamiento del mercado se lleve a cabo antes de 2020.

## 4.2. Otra regulación de la UE

Las siguientes normas de importancia para el sector energético se aprobaron en el año 2015 y 2016:

- El 28 de noviembre se publicó la Directiva 2015/2193 referente a la limitación de emisiones de determinados agentes contaminantes en el aire de las instalaciones de combustión medianas. La directiva establece el registro obligatorio de estas unidades, límites específicos para ciertos componentes (dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, amoníaco y compuestos orgánicos volátiles) y las normas para el control de otros contaminantes (monóxido de carbono). El plazo máximo de adaptación contemplado en la directiva para determinadas plantas existentes es 2030.
- En enero se publicó en el DOUE el Reglamento delegado 2016/89 por el que se modifica el Reglamento 347/2013, en cuanto a la lista de la Unión de proyectos de interés común. Se trata de la actualización de la primera lista de Proyectos de Interés Común de 2013. Se incorporan nuevos proyectos y desaparecen otros (básicamente aquellos ya han comenzado a ejecutarse). Esta lista se publicó por primera vez por la Comisión Europea el 18 de noviembre de 2015, al tiempo del Informe sobre el Estado de la Unión de la Energía.
- Acuerdo de París: El 11 de abril se publicó la Decisión (UE) 2016/590 del Consejo relativa a la firma, en nombre de la Unión Europea, del Acuerdo de París aprobado en virtud de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. La firma se llevó a cabo en Nueva York el 22 de abril de 2016.

Tras la votación en Sesión Plenaria del Parlamento Europeo de 3 de octubre, que respaldó la decisión del Consejo de Medio Ambiente de 30 de septiembre, se ratificó el Acuerdo de París adoptado en la COP21. El 7 de octubre, la Presidencia Eslovaca presentó el instrumento de ratificación a la ONU. Así, la UE puede asistir a la cumbre de Marrakech del 7 al 18 de noviembre (COP22) con plena capacidad para participar en las conversaciones sobre la aplicación del Acuerdo. No obstante, la ratificación debería estar respaldada por todos los Estados miembros, medida que hasta ahora sólo ha sido adoptada por siete países (Hungría, Francia, Eslovaquia, Austria, Malta, Portugal y Alemania). El Acuerdo de París entra en vigor 30 días después de haber sido ratificado por el 55% de los países que representan al menos el 55% de las emisiones. Antes de esta ratificación, 62 países que representaban el 52% de las emisiones mundiales de CO<sub>2</sub> lo habían ratificado.

- El 17 de noviembre de 2016, el DOUE publicó el Reglamento 2016/1952/UE sobre las estadísticas europeas de los precios del gas natural y de la electricidad y por el que se deroga la Directiva 2008/92 / CE. Esta legislación establece un marco armonizado para elaborar y divulgar las estadísticas sobre los precios del gas y la electricidad, tanto para los clientes residenciales como para las empresas. Las nuevas normas permiten una comprensión más transparente de los diferentes componentes de las tarifas ya que se dividen entre energía, redes, "impuestos y otros". Este último componente refleja, entre otras cosas, el IVA, otros impuestos y el apoyo a las políticas energéticas a través de los cargos a los clientes, en particular el apoyo a las energías renovables.

- El 19 de diciembre de 2016, el DOUE publicó la Directiva (UE) 2016/2284 sobre la reducción de las emisiones nacionales de determinados contaminantes atmosféricos, modificando la Directiva 2003/35/CE y derogando la Directiva 2001/81/CE. Esta nueva Directiva establece límites más estrictos de emisión para cada Estado miembro en el periodo 2020-2030 para cinco contaminantes: dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), compuestos distintos del metano (COVDM orgánicos volátiles) y amoníaco (NH<sub>3</sub>). Los niveles para 2020 son equivalentes a los adoptados por la UE en la normativa anterior, pero los niveles de 2030 se refuerzan de manera significativa. La Directiva se transpondrá a la regulación local el 30 de junio de 2018. Cada Estado miembro elaborará el programa nacional de control de la contaminación del aire en 2019 para asegurar el cumplimiento de los objetivos de la presente Directiva respecto a los sectores de transporte, agricultura y energía

#### 4.3. Regulación sectorial en España

La Comisión Nacional de Mercado y Competencia (CNMC) es un organismo público adscrito al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital y está sujeto a control parlamentario. Este organismo tiene las funciones de regulación del mercado y la supervisión.

- **Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico en España**

La regulación actual del sector eléctrico se basa en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector Eléctrico.

A continuación se resumen los principios que rigen la Ley 24/2013:

##### 1. Separación de Actividades

Se establece una separación entre las actividades llevadas a cabo en régimen de competencia y otras que se consideran actividades reguladas. Las empresas que llevan a cabo las actividades definidas por la ley como actividades reguladas (gestión económica y técnica del sistema, el transporte y la distribución) deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas sin que puedan, por tanto, realizar actividades no reguladas (producción, comercialización u otras actividades no eléctricas o en el exterior. No obstante, en un grupo de sociedades se podrán desarrollar actividades incompatibles, siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes. Además, se establece una separación entre actividades reguladas y liberalizadas a efectos contables.

##### 2. La competencia en la actividad de generación de energía a través de las siguientes medidas:

- La producción de energía eléctrica se desarrolla en régimen de libre competencia.

- El despacho de generación se establece mediante el mercado diario. Los productores de energía eléctrica, con excepción de casos especiales y excepciones previstas en la ley, efectúan ofertas económicas horarias de venta de energía en el mercado diario por cada una de las unidades de producción de las que son titulares, determinándose el despacho de las unidades de producción partiendo de la oferta más barata hasta igualar la demanda en cada período de programación y siendo la energía generada en cada período de programación retribuida al precio resultante del equilibrio entre la oferta y la demanda. Existe igualmente la posibilidad de acudir a los mercados intradiarios (seis cada día) en los que los agentes pueden ajustar sus posiciones respecto a los programas resultantes del diario. Por otro lado, las instalaciones de producción habilitadas para ello participan en los servicios complementarios, necesarios para garantizar el suministro, obteniendo por ello una remuneración adicional.
- Adicionalmente a las retribuciones del mercado, el Ministerio de de Energía, Turismo y Agenda Digital podrá establecer una retribución en concepto de pago por capacidad. En este sentido, las Órdenes ITC 2794/2007, ITC 3860/2007 e ITC 3127/2011 regulan los pagos por capacidad, los cuales consisten en un incentivo de inversión, un incentivo medioambiental y un servicio de disponibilidad. El Real Decreto-ley 13/2012 modifica transitoriamente el incentivo de inversión y el incentivo del medioambiental hasta que se desarrolle un nuevo sistema de pago por capacidad.
- La instalación de nuevas unidades de producción se considera liberalizada, sin perjuicio de la obtención de las autorizaciones necesarias.
- Los productores tienen derecho a utilizar en sus unidades de producción las fuentes de energía primaria que consideren más adecuadas, con sujeción a las restricciones que en materia de medioambiente, etc establezca la legislación vigente.
- El 10 de junio 2014, se publicó el Real Decreto 413/2014 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que establece la metodología del régimen retributivo específico que será de aplicación a las instalaciones que no alcancen el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que les permitan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado, obteniendo una "rentabilidad razonable" referida a la instalación tipo que en cada caso sea aplicable. El nuevo sistema de retribución específica consiste en la suma de:
  - o "retribución a la inversión" (€/MW) para cubrir, en su caso, los costes de inversión que no se pueden recuperar de la venta de electricidad en el mercado;
  - o "retribución a la operación" (€/MWh) para cubrir, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos obtenidos en el mercado eléctrico.
- Este nuevo sistema de retribución específica se calculará sobre la base de una instalación tipo durante su vida útil regulatoria y referenciado a la actividad llevada a cabo por una empresa eficiente y bien gestionada en función de los siguientes estándares:
  - o los ingresos provenientes de la venta de energía;
  - o los gastos de operación necesarios para la actividad; y
  - o el valor de la inversión inicial.

Este sistema retributivo se basará en una rentabilidad razonable a las inversiones, que se define en base al tipo de interés del bono del Estado a diez años más un diferencial, que se establece inicialmente en 300 puntos básicos para el primer período regulatorio que finaliza el 31 de diciembre de 2019, (es decir, 7,398% antes de impuestos).

Se establecen períodos regulatorios de seis años y sub-períodos de tres años. Los parámetros de remuneración relacionados con las previsiones de los precios de mercado pueden cambiar cada tres años, incorporando los desvíos producidos en el sub-período. Cada seis años se podrán modificar los parámetros estándares de las instalaciones; excepto el valor de inversión inicial y la vida útil regulatoria que permanecerán invariables a lo largo de la vida de las instalaciones. Igualmente cada seis años se podrá cambiar el tipo de interés de retribución, pero sólo para las retribuciones a futuro. La retribución a la operación de una tecnología que depende de los precios del combustible se puede cambiar al menos una vez al año. La última orden publicada que actualiza los gastos operativos es la Orden IET/1345/2015.

El valor de la inversión estándar para las nuevas instalaciones se determinará a través de un proceso de concurrencia competitiva.

Por otro lado, el Real Decreto 413/2014 establece que una orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo establecerá una clasificación de las instalaciones tipo en función de la tecnología, potencia instalada o cualquier otra característica que se considere necesaria para la aplicación de este sistema retributivo. Por ello, el 20 de junio de 2014, el Ministerio publicó la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio 2014 aprobando los parámetros de remuneración para las instalaciones tipo que ya están en funcionamiento.

El Real Decreto 947/2015 establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica. Se asignarán hasta un máximo de 200 MW para biomasa y 500 MW eólicos (nuevos o repotenciación). El procedimiento de asignación y los parámetros retributivos se desarrollan en la orden ministerial IET/2212/2015, de 23 de octubre. La resolución de 30 de noviembre de 2015 de la Secretaría de Estado de Energía convoca dicha subasta.

El 14 de enero de 2016 tuvo lugar la citada subasta. Resultaron adjudicados el total de los MW tanto eólicos como de biomasa, con la particularidad de que en ambas tecnologías, el descuento resultó del 100% por lo que ningún adjudicatario recibirá retribución por los costes de inversión.

Hasta la fecha, todavía no se han convocado nuevas subastas de capacidad renovable, aunque se espera que en 2017 se puedan hacer nuevas convocatorias, con el objetivo de cumplir los compromisos de 2020.

### **3. Garantía del correcto funcionamiento del sistema, mediante las siguientes medidas:**

- Operación del sistema: Red Eléctrica de España, S.A. ejerce las actividades de gestor del transporte y operador del sistema. Como operador del sistema es responsable de gestionar los mercados de ajuste que garantizan el continuo equilibrio entre la demanda de energía y la generación.

- **Operación del mercado:** Con la creación del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) y desde julio de 2006, los mercados a plazo portugués y español funcionan integradamente; desde julio de 2007 lo hacen también los mercados de corto plazo (mercados diarios e intradiarios). Actualmente, el Operador del Mercado Ibérico (OMI) es responsable del funcionamiento del MIBEL. OMI se originó de la fusión de OMI-España, responsable de la gestión de los mercados diarios e intradiarios, y OMI-Portugal, responsable del mercado a plazo.

#### 4. Legislación aplicable a las actividades reguladas

La Ley 24/2013 establece que la distribución y el transporte tienen carácter de actividades reguladas, no estando sujetas al régimen de libre competencia y mercado.

El Real Decreto-ley 9/2013 establece la metodología transitoria que regirá las actividades de transporte y distribución hasta la aprobación definitiva de sus nuevos reales decretos. Por un lado establece que, de cara a los ingresos de estas actividades, se considerará una empresa eficiente y bien gestionada aplicando criterios homogéneos en todo el territorio nacional. Por otro lado, establece que estos regímenes económicos permiten una adecuada rentabilidad para una actividad de bajo riesgo. La metodología empleada para el cálculo de la retribución de distribución parte de establecer una base regulatoria de activos para la actividad, que evoluciona al alza según las inversiones que se acometan y disminuye en función de las amortizaciones correspondientes para establecer su retribución. Aplicando estos principios establece una tasa de retorno de los activos ligada a las obligaciones del Estado más un diferencial.

Posteriormente, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, introdujo varias modificaciones, las más relevantes en relación a la retribución de las actividades reguladas son:

- Introducción del concepto "*empresa eficiente y bien gestionada*", tipificando estas actividades como de bajo riesgo.
- Los periodos reglamentarios se alargan a seis años.
- Se define a los efectos regulatorios que el cobro de la retribución generada por las instalaciones puestas en marcha el año  $n$  se inicia en el año  $n+2$ .
- La retribución por inversión será de los activos en servicio no amortizados y para la retribución financiera considerará el valor neto de los mismos. La tasa de retribución financiera estará referenciada a las obligaciones del Estado a diez años con un diferencial adecuado para una actividad de bajo riesgo.

El 30 de diciembre de 2013 se publicaron dos reales decretos que regulan la nueva metodología de retribución de las actividades de transporte (Real Decreto 1047/2013) y distribución (Real Decreto 1048/2013) desarrollados como parte de las medidas reglamentarias y fiscales que comenzaron en el segundo semestre de 2013.



La metodología establecida en el Real Decreto 1048/2013 se basa en desarrollar nuevos costes estándares de inversión y explotación, mediante los que se pretende reducir costes al introducir un mecanismo de eficiencia y a la vez plantea limitaciones sobre el volumen de inversión anual. Durante el primer año de su aplicación, se realizará el recálculo de la retribución base, que incluye el activo regulatorio inicial de las empresas, pudiendo variar respecto al ya reconocido en el Real Decreto-ley 9/2013. También se establecen los límites de inversión (máximo del sector del 0,13% del Producto Interior Bruto). La tasa de retribución financiera del activo recoge lo establecido en la Ley 24/2013, esto es, referenciada a las obligaciones del Estado a diez años más un diferencial adecuado para una actividad de bajo riesgo.

El Real Decreto 1048/2013 incluye cambios en los incentivos existentes, de calidad (que puede fluctuar entre el +2% y -3% de la remuneración de la empresa) y pérdidas (que puede fluctuar entre el +1% y -2%). Se crea un nuevo incentivo de lucha contra el fraude que podrá alcanzar el 1,5% de la remuneración de la empresa. Para la aplicación del nuevo modelo retributivo incluido en el Real Decreto 1048/2013 es necesario que se publique su desarrollo reglamentario; hasta dicho momento se mantiene el régimen retributivo contenido en el Real Decreto-ley 9/2013.

El sistema de remuneración culmina con las órdenes IET/2659/2015 e IET/2660/2015, publicadas el 12 de diciembre de 2015, que determinan las instalaciones tipo y los valores unitarios a considerar en el cálculo de la retribución de 2016 y siguientes.

Puesto que la orden fue aprobada durante el mes de diciembre de 2015, no fue posible realizar los cálculos retributivos resultantes de aplicar los valores unitarios aprobados en la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre por lo que la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, fijó una cantidad en concepto de entrega a cuenta hasta que se estableciera la retribución de las empresas al amparo del mencionado Real Decreto.

Finalmente, se publicó la Orden IET/980/2016, de 10 de junio por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016. Esta retribución, a excepción del incentivo o penalización por la reducción de pérdidas, tendrá carácter definitivo para el año 2016 y ascenderá a 5.162,6 millones de euros, de los cuales corresponde a Iberdrola Distribución Eléctrica la cantidad de 1.655,5 millones de euros.

Retribución del transporte: el mismo día, se publicó la Orden IET/981/2016, de 15 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2016. La retribución definitiva para el año 2016 de las empresas titulares de instalaciones de transporte ascenderá a 1.710 millones de euros.

## **5. Peajes de acceso**

Los peajes de acceso son únicos en todo el territorio nacional y son recaudados por las distribuidoras y transportistas, que actúan como agentes de cobro del Sistema Eléctrico.

El Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, extiende la aplicación de peajes de acceso a los productores de electricidad estableciendo que los mismos serían regulados reglamentariamente teniendo en cuenta la energía vertida a las redes y, en tanto no se desarrollasen reglamentariamente, los peajes que deben satisfacer los productores de energía eléctrica se estableció que se aplicaría un peaje de acceso de 0,5 euros por MWh vertido a la red.

Posteriormente, el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre 2011 desarrolló dicha regulación de peajes de acceso para los productores de electricidad.

La Ley 32/2014, de 22 de diciembre, sobre metrología, modifica la Ley 24/2013, aclarando que la potestad legal para establecer la estructura y las condiciones aplicables a los peajes de acceso de las redes de transporte y distribución corresponde al Gobierno.

La Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, establece los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016.

## **6. Liberalización progresiva del suministro eléctrico e introducción a la actividad de comercialización**

El suministro de energía eléctrica está completamente liberalizado y todos los consumidores deben contratar el suministro de electricidad con una comercializadora. Desde el 1 de julio de 2009, los consumidores que reunían unas determinadas características podían optar por contratar la electricidad con una Comercializadora de Último Recurso (CUR), (desde julio 2014 denominadas Comercializadora de Referencia (COR)), siéndoles aplicable la Tarifa de Último Recurso (TUR), ahora Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). La TUR se ha mantenido para los consumidores vulnerables y los que no cumplan los requisitos para el PVPC y quienes temporalmente no tengan un contrato vigente con un operador de mercado libre.

La Ley 3/2014, de 27 de marzo, obliga a las CORs a realizar ofertas en las que el precio de la energía eléctrica sea fijo por un período específico para los consumidores con derecho al PVPC.

El Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, establece la metodología para el cálculo del PVPC y su régimen jurídico para la contratación. Determina la estructura del PVPC que será aplicable a los consumidores de baja tensión con una potencia contratada de hasta 10 kW. Asimismo, fija el procedimiento de cálculo del coste de producción de la energía eléctrica en base al precio horario del mercado diario durante el período de facturación. Además y tal y como establece la Ley 3/2014, prevé como alternativa que el consumidor pueda contratar con el comercializador un precio fijo de energía durante un año.

A raíz de esta normativa, en el sector eléctrico español existen tres formas por las que las comercializadoras pueden suministrar energía a los consumidores.

- Suministro de Referencia:
  - o PVPC: es la modalidad que se ha aplicado de forma predeterminada desde el 1 de julio 2014 si el consumidor estaba sujeto a la anterior TUR.
  - o Precio anual fijo en mercado regulado ofrecido por la comercializadora de referencia.
- Contratación en el mercado liberalizado mediante la contratación libre con una comercializadora de referencia.
- Suministro de Último Recurso: suministro aplicable a los consumidores vulnerables y los que no cumplen los requisitos para el PVPC y que temporalmente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un operador de mercado libre.

La Resolución de 2 de junio de 2015 de la Secretaría de Estado de Energía, aprueba seis procedimientos necesarios para la facturación por hora a los consumidores acogidos por el PVPC. Esta resolución establece un periodo de adaptación de los sistemas de información hasta el 1 de octubre de 2015. A partir de esta fecha, todos los consumidores que tienen un contador horario deben ser facturados de acuerdo con el consumo y precio horario.

El 6 de febrero de 2016 se publicó una Sentencia del Tribunal Supremo de 3 de noviembre de 2015 por la que se anula el margen comercial fijo utilizado para el cálculo del PVPC y que constituye la retribución de los comercializadores de referencia. El Tribunal Supremo anula el valor establecido de 4 €/kW/año con efectos desde el 1 de abril de 2014 y ordena al Gobierno que fije un nuevo valor previa a la adopción de una metodología de cálculo. Hasta entonces, se seguirá facturando con el valor vigente, como valor provisional, según se establece en la Orden IET/2735/2015 de peajes eléctricos para 2016.

Con fecha 25 de noviembre se publicó el Real Decreto 469/2016 por el que se modifica 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 de energía eléctrica (este real decreto establecía un margen de comercialización de 4 €/kW contratado). También establece su régimen jurídico de contratación.

La metodología incluye el reconocimiento de los costes para realizar la actividad de comercialización de referencia, tomando como base los costes de las tres comercializadoras de referencia más eficientes y excluyendo el canal presencial, más una retribución por el ejercicio de la actividad (1,05% sobre precio de energía). Las comercializadoras de referencia deberán llevar una contabilidad regulatoria de costes, de acuerdo a unos criterios y reglas que se determinarán mediante Orden Ministerial.

El 24 de diciembre se publicó la orden ministerial que fija los valores concretos tanto para el pasado (desde el 1 de abril 2014) como para el futuro (hasta 2018), estableciendo un término fijo y otro variable para la imputación del margen de comercialización a los consumidores.

Las comercializadoras de referencia regularizarán el pasado mediante refacturación a los clientes, en los 9 meses posteriores a la publicación de la orden ministerial (consumos realizados desde el 1 de abril 2014 hasta la publicación de la orden). En las facturaciones que se realicen por parte de cada comercializador de referencia con anterioridad a dicha fecha se continuará aplicando, con carácter transitorio, el valor de 4 €/kW y año establecido en el Real Decreto 216/2014, anulado por las sentencias del TS.

## 7. Formación de precios y estructura de tarifas

La Ley 24/2013 regula los aspectos relativos a los PVPC, que se definen como los precios máximos que podrán cobrar las comercializadoras que asumen las obligaciones de suministro de referencia.

Se calcularán como la suma de los siguientes conceptos:

- El coste de producción de la energía eléctrica, que se determinará con base a los mecanismos de mercado atendiendo al precio medio establecido en el mercado de producción durante el período de facturación.
- Los peajes de acceso y cargos correspondientes, y

- Los costes de comercialización correspondientes.

## 8. Bono Social

El Real Decreto-ley 9/2013 estableció el bono social para los consumidores con ciertas características sociales, de consumo y de poder adquisitivo suministrados con la TUR en su residencia y la financiación de los costes del bono social. El bono social se calcula como el 25% del PVPC. Hasta que se desarrollen los indicadores sociales y económicos para su aplicación, el bono social se aplicará a las personas que en su vivienda habitual estén siendo suministradas bajo la modalidad de suministro de último recurso con una potencia contratada inferior a 3 kW, a las familias numerosas o que tengan todos sus miembros en paro y a determinados pensionistas mayores de 60 años que reciben pensiones mínimas.

Estos costes eran asumidos por la empresa matriz de las empresas integradas verticalmente. La distribución de los costes del bono social entre estas empresas se hacía de acuerdo con el número de suministros conectados a la red de distribución de las empresas distribuidoras y el número de clientes de las empresas comercializadoras en que participe el grupo.

En el Real Decreto 968/2014, de 21 de noviembre, se desarrolla la metodología para la fijación de los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social. Estos porcentajes se calcularán anualmente por la CNMC para cada grupo empresarial, como la relación entre (i) un término que será la suma de las medias anuales del número de suministros conectados a las redes de distribución de las empresas distribuidoras y del número de clientes de las empresas comercializadoras en que participe el grupo, y (ii) otro término que corresponderá a la suma de todos los valores medios anuales de suministros y clientes de todos los grupos empresariales que deben ser considerados para los efectos de este reparto.

El 20 de octubre de 2015, el Ministerio publicó la Orden IET/2182/2015, de 15 de octubre, que establece los porcentajes de las cantidades que se financiarán con respecto al bono social para el año 2015. De acuerdo con esta orden, IBERDROLA debería financiar 38,26%.

El 10 de septiembre se publicó la Orden/IET/1451/2016, por la que se establecen los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social correspondientes a 2016. En dicha Orden se asigna un porcentaje del 37,951119% a Iberdrola España, S.A.U., que se aplicará a partir de la liquidación 8 del Bono Social (Agosto). Hasta la publicación de la orden se aplicó un porcentaje provisional del 37,97%.

El 30 de noviembre se publicaron las sentencias de los recursos interpuestos por las empresas Viesgo, Endesa, Iberdrola y Gas Natural contra el Real Decreto 968/2014 por el que se desarrolla la metodología para la fijación de los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social. En las mencionadas sentencias, el Tribunal Supremo reconoce la reclamación de las compañías y anula el sistema de financiación del bono social por considerarlo discriminatorio. Las empresas financiadoras deben ser resarcidas por las cantidades aportadas en 2015 y 2016 (afectadas por los artículos anulados del Real Decreto de 2014), con sus correspondientes intereses. En consecuencia, la última liquidación de Bono Social practicada en 2016, hasta la fecha de cierre de ejercicio, ha sido la liquidación 8 correspondiente al período enero – agosto.

Posteriormente, el 24 de diciembre se publicó el Real Decreto-ley 7/2016 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. Este Real Decreto-ley establece un nuevo mecanismo de financiación del bono social, con cargo a la actividad de comercialización, con entrada en vigor de forma inmediata. De forma transitoria, hasta el desarrollo reglamentario, las comercializadoras de Iberdrola financiarían un 35,5% frente al 37,97% atribuido al Grupo Iberdrola en el sistema anterior.

Además crea un segundo colectivo de “consumidores vulnerables severos” que conllevan prohibición del corte de su suministro, así como cofinanciación de sus facturas por las “Administraciones competentes” y por los mismos financiadores del bono social; esta medida debe ser desarrollada reglamentariamente en 3 meses.

## 9. Gestor de carga

El Real Decreto-ley 6/2010 introdujo la figura del gestor de carga como otro agente en el sistema eléctrico.

El Real Decreto 647/2011, que fue aprobado en mayo de 2011, regula las funciones de los gestores de carga, que se definen como "aquellas sociedades mercantiles que, siendo consumidoras, están habilitadas para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética. Los gestores de carga del sistema son los únicos sujetos con carácter de cliente mayorista en los términos previstos en la normativa comunitaria de aplicación". En dicho real decreto se determinan los requisitos y obligaciones de los gestores de carga. También se creó una nueva tarifa súper valle aplicable a los contratos de hasta 15 kW, creándose un tercer perfil horario (de 1 a.m. a 7 a.m.) destinado a fomentar la carga de los vehículos eléctricos en este periodo.

## 10. Derechos de Emisión

Dentro de la normativa medioambiental, destaca la Directiva 2003/87/CE relativa a los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> que impone a la industria y al sector eléctrico la obligación de entregar un derecho de emisión por cada tonelada de CO<sub>2</sub> emitida por una central. El objetivo en 2020 para los sectores incluidos en el sistema europeo de comercio de emisiones (EU ETS) es reducir sus emisiones un 21% respecto a 2005.

En 2009, dentro del Paquete Verde de la Unión Europea para energía y cambio climático, se aprueba la Directiva 2009/29/CE que introdujo cambios y amplió más allá de 2012 el sistema de comercio de emisiones de la Unión Europea. La fase 3 (2013-20), significativamente diferente a las fases anteriores, se basa en normas mucho más armonizadas. Los principales cambios en la directiva fueron: el método de asignación de los derechos de emisión se realiza mediante subasta por defecto, en lugar de hacerlo mediante asignación gratuita, aunque ésta está prevista de manera transitoria en algunos casos; se alargaron los periodos de cumplimiento siendo consecutivos, y en los que la cantidad de derechos se determina a nivel de Unión Europea; también permite llevar los derechos de emisión de un período a otro. Como resultado de las nuevas normas, IBERDROLA no ha tenido derecho a recibir ninguna asignación gratuita desde 2013.

La subasta de derechos se rige por el Reglamento de las subastas de EU ETS, que regula el calendario, la gestión y otros aspectos de las subastas para asegurarse de que se lleva a cabo de una manera libre, transparente, armonizada y no discriminatoria. Existen dos plataformas de subastas: *European Energy Exchange-EEEX* (plataforma común para la gran mayoría de los países participantes en el EU ETS) y *Futures Europe - ICE* (actúa como plataforma del Reino Unido). La participación de los Estados miembros en el volumen de la subasta de 2013 a 2020 se distribuyen de la siguiente manera: el 88% basado en las emisiones verificadas en 2005 o en la media del período de 2005-2007, el 10% se destinan a los Estados miembros de la UE menos ricos como fuente adicional de ingresos para ayudarles a invertir en la reducción de la intensidad de carbono en sus economías y en la adaptación al cambio climático, y el 2% restante se da como un “bono de Kioto” a nueve Estados miembros de la UE, que en 2005 habían reducido sus emisiones de gases de efecto invernadero al menos un 20% respecto a su año base del Protocolo de Kioto.

Desde 2009, se ha acumulado un excedente de derechos de emisión en el EU ETS, en gran parte debido a la crisis económica (que ha reducido las emisiones más de lo previsto) y a las altas importaciones de créditos internacionales. Esto ha llevado a una caída de los precios de carbono y, por tanto, ha debilitado el incentivo a reducir las emisiones. La Comisión Europea (CE) está abordando esto a través de medidas de corto y largo plazo. Como medida a corto plazo, en febrero de 2014 la CE pospuso la subasta de 900 millones de derechos de emisión hasta 2019-2020 (“backloading”).

Como solución a largo plazo, se introducirá una reserva de estabilidad del mercado (MSR) a partir de 2018, que operará desde el 1 de enero de 2019. La reserva abordará el actual exceso de derechos de emisión y mejorará la adaptación del sistema a grandes cambios ajustando la oferta de derechos de emisión a subastar. Operará de acuerdo a reglas predefinidas. El “backloading” también fue modificado por la Decisión de la MSR, aprobada en octubre de 2015: los derechos a subastar pospuestos por el backloading no volverán al mercado en 2019-20 sino que se introducirán en la MSR.

## 11. Equilibrio tarifario

La Ley del Sector Eléctrico 54/1997, de 27 de noviembre, introdujo la liberalización en las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica. La diferencia entre la recaudación por las tarifas que fija la Administración y los costes reales asociados a dichas tarifas ha ido produciendo un déficit de ingresos que llevó a problemas y modificaciones en el funcionamiento del sistema.

Para financiar este déficit, que se traslada a futuro a través del reconocimiento de derechos de cobro a largo plazo que se recuperan mediante anualidades incorporadas en la tarifa de cada año, se han adoptado una serie de medidas.

La primera medida fue el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, que establece límites para acotar el aumento del déficit y define una senda para la progresiva suficiencia de los peajes de acceso. También aborda el mecanismo para financiar el déficit de tarifa a través de un fondo de titulación establecido para este fin: Fondo de titulación del déficit del sistema eléctrico (FADE).

Como las medidas adoptadas desde 2009 demostraron ser insuficientes, a lo largo de 2013, el Gobierno llevó a cabo un proceso de medidas regulatorias y fiscales del sector eléctrico. Como paso previo a esta reforma, la Ley 15/2012 estableció nuevos impuestos, adicionalmente el Real Decreto-ley 9/2013, adoptó medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico y modificó la metodología de cálculo de la retribución de las actividades de transporte, distribución, régimen especial y pagos por capacidad, entre otras medidas.

Por último, la Ley 24/2013 se rige por el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico, lo que significa que cualquier medida regulatoria que provoque un aumento en los gastos o una reducción de los ingresos del sistema eléctrico debe incorporar una reducción equivalente de otras partidas de gastos o un aumento equivalente en ingresos que asegure el equilibrio del sistema. Por lo tanto, se descarta la posibilidad de una nueva acumulación de déficit, como ha ocurrido en el pasado.

Este principio se ve reforzado con la obligación de revisar de forma automática, desde 2014 en adelante, los peajes y cánones si los desequilibrios temporales entre los ingresos y los gastos del sistema eléctrico superan los siguientes límites:

- 2% de los ingresos estimados del sistema en un ejercicio.
- la deuda acumulada por desajustes de ejercicios anteriores no podrá superar el 5% de los ingresos estimados del sistema para el ejercicio.

La parte del desajuste que, sin exceder dichos límites, no se compense por subida de peajes y cargos será financiada por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda por la actividad que realicen.

Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas en las liquidaciones correspondientes a los cinco años siguientes reconociéndose un tipo de interés.

A diferencia del sistema anterior, estos desfases no serán financiados exclusivamente por los grandes operadores y los derechos de cobro correspondientes al déficit de ingresos no podrán ser cedidos al Fondo de titulización del déficit del sistema eléctrico desde el 1 de enero de 2013.

Con respecto a los superávits de ingresos que pudieran resultar se destinarán a compensar los desajustes de años anteriores y, mientras existan deudas pendientes de años anteriores, los peajes de acceso y las tarifas no podrán ser revisados a la baja.

El Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, regula el procedimiento de elaboración de presupuestos, reconocimiento, liquidación y control de los extracostes de la producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, desarrollando así lo establecido en la Ley 24/2013, en la que se establecía que desde el 1 de enero de 2014 estos extracostes serían financiados en un 50% con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

Al final todas estas medidas han permitido que la liquidación definitiva de 2014 y 2015 se cerrara con un superávit de 550,3 millones de euros y 469,3 millones de euros respectivamente. Este superávit no será utilizado como un ingreso en la liquidación de actividades reguladas del ejercicio en curso.

## 12. Autoconsumo

El autoconsumo se regula por primera vez en la Ley 24/2013. Se entiende por autoconsumo el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación asociadas a un consumidor. Establece que deben pagar los mismos peajes de acceso que el resto de los clientes por la energía consumida (sea tomada de la red o de su propia instalación). Además, se crea un registro de instalaciones de autoconsumo cuya inscripción es obligatoria.

Posteriormente, el Real Decreto-ley 9/2015, de 10 de julio modificó la Ley 24/2013 para establecer una exención a los consumidores de pequeña potencia (hasta 10 kW) que decidan autoconsumir energía eléctrica consistente en no tener la obligación de contribuir a los costes y servicios del sistema por la energía autoconsumida cuando la instalación de generación o de consumo está conectada total o parcialmente al sistema eléctrico. Esta medida es excepcional y se llevará a cabo siempre y cuando la seguridad y la sostenibilidad económica y financiera del sistema esté garantizada.

Por último, el Real Decreto 900/2015 de 10 de octubre, regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de autoconsumo. Se diferencian dos tipos de autoconsumo:

- Suministro con autoconsumo: cuando se trate de un consumidor con un único punto de suministro o instalación, que disponga en su red interior de una o varias instalaciones de generación de energía eléctrica destinadas al consumo propio y que no estuvieran dadas de alta en el correspondiente registro como instalación de producción; en este caso existirá un único sujeto, que será el sujeto consumidor. La potencia contratada no podrá exceder de 100 kW y los vertidos de energía a la red no recibirán contraprestación económica.
- Producción con autoconsumo: cuando se trate de un consumidor en un punto de suministro o instalación, que está asociado a una o varias instalaciones de producción debidamente inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía. En este caso habrá dos sujetos, que serán el consumidor y el productor.

En cuanto al régimen económico, y hasta que se aprueben los cargos asociados a los costes del sistema, el autoconsumidor deberá pagar un cargo fijo aplicable sobre la potencia máxima de generación en el periodo tarifario para instalaciones de generación gestionable y un cargo variable aplicable a la energía autoconsumida. Los consumidores acogidos a la modalidad de suministro con autoconsumo cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 kW estarán exentos del cargo transitorio para la energía autoconsumida los sistemas eléctricos no peninsulares (Islas Canarias, Ceuta, Melilla, Ibiza y Formentera) y la cogeneración hasta el 31 de diciembre de 2019. Además, de los cargos por los costes y servicios del sistema, los autoconsumidores pagan los peajes de red por el uso que hacen de ella como el resto de consumidores.

## 13. Interrumpibilidad

El servicio de interrumpibilidad para un consumidor consiste en la reducción de su potencia activa en respuesta a una orden de reducción dada por el operador del sistema. Esta orden se dará atendiendo a las necesidades que surjan en la operación del sistema eléctrico, de acuerdo a criterios de seguridad y de menor coste.

El operador del sistema solicitará la ejecución de la opción de reducción de potencia respondiendo a criterios técnicos y económicos:



- Criterios económicos: En situaciones en que la aplicación del servicio suponga un menor coste que el de los servicios de ajuste del sistema.
- Criterios técnicos: Como herramienta de respuesta rápida en situaciones de emergencia dentro de la operación del sistema.

Para la ejecución de la opción, el operador del sistema enviará una orden de reducción de potencia a los proveedores del servicio y éstos, en respuesta a dicha orden, reducirán su potencia activa demandada hasta cumplir con los valores de potencia residual comprometidos.

La asignación del servicio de interrumpibilidad se realizará a través de un procedimiento de subastas gestionado por el operador del sistema tal y como se establece en la Orden IET/2013/2013, garantizando así, la efectiva prestación de dicho servicio y su realización al menor coste para el sistema eléctrico.

Finalmente, la resolución publicada el 12 de agosto 2016 aprueba las reglas del procedimiento competitivo de subastas para la asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y el modelo de adhesión al marco legal establecido para la participación en las subastas. El 12 de octubre se ha publicado la resolución por la que se aprueba el calendario y las características, para la temporada eléctrica 2017, del procedimiento competitivo de subastas para la asignación del mencionado servicio. Dichas subastas tuvieron lugar durante la semana del 14 al 18 de noviembre. El coste total ascendió a 524,8 M€ con una potencia total adjudicada de 2.975 MW y un precio medio de 176.420 €/MW.

También relacionado con la interrumpibilidad, se ha publicado la resolución por la que se fija el precio medio de la energía a aplicar en el cálculo de la retribución del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad ofrecido por los consumidores de los sistemas eléctricos no peninsulares a los que resulta de aplicación la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, durante el cuarto trimestre de 2016. Su valor queda fijado en 42,40 euros/MWh.

#### 14. Eficiencia Energética

La eficiencia energética es un aspecto esencial de la estrategia europea para un crecimiento sostenible en el Horizonte 2020 y una de las formas más rentables para reforzar la seguridad del abastecimiento energético y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y de otras sustancias contaminantes. Por ello, la Unión Europea se ha fijado como objetivo para 2020 lograr un 20% de eficiencia energética.

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia estructura un conjunto de mecanismos para alcanzar los objetivos de ahorro energético establecidos en la Directiva de Eficiencia Energética. Para ello, crea el Fondo Nacional de Eficiencia Energética gestionado por el IDAE y financiado por las aportaciones de todos los comercializadores de energía en función de sus ventas: comercializadoras de gas y electricidad, operadores de productos petrolíferos y de gases licuados del petróleo al por mayor. La Orden IET/289/2015, de 20 de febrero, establece las obligaciones de contribución para el año 2015.

Por último, la Ley 8/2015, de 21 de mayo, modificó la Ley 18/2014 y estableció que las entidades obligadas deberán hacer una contribución anual a partir de 2016 al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en cuatro plazos: el 31 de marzo, 30 de junio, 30 de septiembre y el 31 de diciembre de cada año. Además, con el fin de establecer la contribución anual de cada entidad obligada, se pueden hacer ajustes positivos o negativos, según los datos proporcionados por las entidades obligadas, como las ventas y otras variables, y los datos establecidos por la orden ministerial correspondiente del año anterior.

Finalmente, la Orden IET/359/2016 del 17 de marzo estableció las aportaciones de 2016.

## • Regulación sectorial y funcionamiento del sistema gasista en España

El sector del gas natural en España ha experimentado cambios significativos en su estructura y operación en los últimos diez años, conducidos principalmente por las medidas liberalizadoras de las directivas europeas sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural (actualmente en vigor la Directiva 2009/73/CE), dirigidas a abrir los mercados y a crear un mercado europeo único de gas.

Estos principios liberalizadores se han ido incorporando y desarrollando en la legislación española a partir de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, que inició el proceso de liberalización y más tarde con la aprobación de la Ley 12/2007 y el Real Decreto-ley 13/2012 que ha completado este proceso.

La Ley de Hidrocarburos de 1998 sentó las bases del nuevo sistema gasista, en particular en lo relativo a la separación de actividades (reguladas y no reguladas), al establecimiento de un acceso de terceros a la red regulado, a la eliminación de las antiguas concesiones para suministro de gas por canalización y conversión en autorizaciones administrativas reguladas y al establecimiento de un calendario de apertura progresiva del mercado.

En línea con estos principios el sistema gasista se ha estructurado en torno a dos tipos de actividades: reguladas (regasificación, almacenamiento, transporte y distribución) y no reguladas (comercialización y aprovisionamiento).

En cuanto a la separación de actividades, la Ley 34/1998 estableció una separación jurídica entre actividades liberalizadas y reguladas, y contable dentro de las propias actividades reguladas. Adicionalmente, con la publicación de la Ley 12/2007 se dio un paso más implantando la separación funcional entre actividades de red y actividades liberalizadas y entre las actividades de red y la gestión técnica del sistema. En 2012 se aprobó el Real Decreto-ley 13/2012, que transpone la Directiva 2009/73/CE, estableciendo medidas adicionales de separación en la gestión de la red de transporte.

Si bien la Ley de Hidrocarburos estableció los principios generales del nuevo sistema gasista español, la liberalización efectiva no se inició hasta el año 2001, tras la publicación del Real Decreto-ley 6/2000 de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios y del Real Decreto 949/2001 por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector del gas natural.

En el primero de ellos se desarrollaron algunos aspectos de la Ley de Hidrocarburos al objeto de impulsar medidas que permitieran eliminar barreras de entrada a nuevas empresas comercializadoras. Cabe destacar la creación de la figura del Gestor Técnico del Sistema (ENAGAS, S.A.), la ejecución de una liberación de gas del 25% del contrato de gas natural procedente de Argelia a través del gasoducto del Magreb y la aceleración del calendario de liberalización.

En el segundo, el Real Decreto 949/2001, se establecieron por una parte, las condiciones concretas de acceso de terceros a la red y por otra, un sistema retributivo para las actividades reguladas y un sistema de tarifas, peajes y cánones basado en costes y estructurado según niveles de presión y bandas de consumo.

La actualización de las retribuciones asignadas a cada empresa, tarifas, peajes y cánones se realiza periódicamente a través de órdenes ministeriales y resoluciones.

El sistema económico diseñado también definió un procedimiento de liquidaciones para permitir la redistribución de los ingresos recaudados a través de las tarifas, peajes y cánones entre las distintas actividades reguladas de acuerdo con la metodología retributiva establecida. El organismo responsable de la realización de estas liquidaciones es el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

Otros aspectos relacionados con la regulación de las actividades de transporte, distribución y comercialización, los procedimientos de autorización administrativa de instalaciones de gas natural, así como, la regulación de aspectos relacionados con el suministro, se recogen en el Real Decreto 1434/2002.

En cuanto al funcionamiento técnico del sistema, señalar que las reglas de funcionamiento se establecen en la Orden ITC/3126/2005 que desarrolla las normas de gestión técnica del sistema gasista. Como aspectos principales, cabe destacar el principio de responsabilidad individual de cada agente para mantenerse en balance, así como el desarrollo de unos protocolos concretos para la actuación del gestor técnico del sistema en situaciones de operación excepcional.

A pesar de la liberalización progresiva del sector, la regulación vigente mantiene la obligatoriedad del Estado de velar por la seguridad y continuidad del suministro. En este sentido, se establece en el Real Decreto 1766/2007 la obligación de comercializadores y consumidores directos en mercado de mantener unas existencias mínimas de seguridad correspondientes a 20 días de los suministros firmes. Asimismo, se limita al 50% el porcentaje máximo de aprovisionamientos de gas desde un mismo país.

Otra competencia que mantiene el Estado es la actividad de planificación obligatoria para determinadas infraestructuras (los gasoductos de la red básica de transporte, la red de transporte secundario, la determinación de la capacidad de regasificación total de gas natural licuado necesaria para abastecer el sistema y a las instalaciones de almacenamiento básico de gas natural). Para el resto de infraestructuras la planificación tiene carácter indicativo. En el año 2012, el Real Decreto-ley 13/2012 adopta una serie de medidas para paralizar la construcción de nuevas infraestructuras, en un contexto de reducción de la demanda de gas.

Como se ha señalado anteriormente, el proceso de liberalización en España se ha completado con la Ley 12/2007 que traspone la Directiva 2003/55/CE. Los dos aspectos fundamentales contemplados en esta ley son la eliminación del suministro a tarifa y la separación funcional entre actividades de red y actividades liberalizadas.

Como en el sector eléctrico, desde el 1 de julio de 2008, todos los clientes en España pueden elegir libremente suministrador de gas, aunque existe una Tarifa de Último Recurso, precio regulado al que pueden acogerse los clientes de baja presión de gas natural con un consumo anual inferior a 50.000 kWh. El precio se calcula automáticamente de forma aditiva y se denomina tarifa de último recurso.

La Ley 18/2014 de medidas para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia y anteriormente el Real Decreto-ley 8/2014, establecen el principio de sostenibilidad económica y financiera para el sistema gasista; este principio se refuerza con la obligación de revisión automática de los peajes y cánones que correspondan si el desajuste anual supera los siguientes límites:

- 10% de los ingresos liquidables del ejercicio o
- 15% de la suma del desajuste anual más anualidades reconocidas pendientes de amortizar.

La parte del desajuste que, sin sobrepasar los límites anteriores, no se compense por subida de peajes y cánones será financiada por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda por la actividad que realicen. Este desajuste podrá ser cobrado en los cinco años siguientes y reconociéndose un tipo de interés equivalente al del mercado.

El déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 será financiado por los titulares de las instalaciones durante un periodo de 15 años.

Por otro lado, para retribuir las actividades reguladas se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada bajo el principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema. Adicionalmente, se fijan periodos regulatorios de seis años para establecer la retribución de las actividades reguladas; no obstante, existe la posibilidad de ajustar cada tres años los parámetros retributivos por circunstancias excepcionales. El primer período regulatorio termina el 31 de diciembre 2020.

El sistema retributivo para la distribución se basa en la retribución del año anterior ajustada a posibles eficiencias por productividad y en nuevos clientes.

El sistema retributivo para el transporte, almacenamiento y regasificación se basa en el valor neto de los activos asociados. Además, el coste de operación y mantenimiento asociados y primas por continuidad de servicio también se tienen en cuenta para calcular el sistema de remuneración.

La Ley de la Industria de Hidrocarburos ha sido modificada por la Ley 8/2015, el 21 de mayo.

Los principales aspectos introducidos por la Ley 8/2015 en relación con el sistema de gas son los siguientes:

- La creación de un mercado mayorista de gas organizado.
- Se designa el operador del mercado regulado de gas.
- Se adoptan algunas medidas relacionadas con los niveles mínimos de existencias de seguridad.
- Se habilita a CORES (Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos) a constituir, mantener y gestionar existencias de carácter estratégico de gas natural y de gas natural licuado.
- De acuerdo con el Fondo Nacional de Eficiencia Energética, la ley permite el reembolso de las contribuciones cuando sea necesario (en caso de error, por ejemplo).
- Se establece Incentivos para las Comunidades Autónomas y Entidades Locales en los que se desarrollen actividades de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos tanto con técnicas convencionales como no convencionales (incluido el fracking).
- Las inspecciones pueden ser realizadas por cualquier empresa de instalación de gas natural (no sólo las empresas de distribución).

Por último, *Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre*, regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural. Este real decreto establece las bases para el desarrollo del mercado organizado de gas, que incluirá inicialmente la negociación de productos estandarizados de corto plazo mediante una plataforma electrónica gestionada por el operador del mercado (MIBGAS-OMEL), junto con un sistema de gestión centralizada de garantías. Además, centraliza la contratación de capacidad a través de una plataforma electrónica gestionada por el gestor técnico del sistema (ENAGAS), con productos normalizados y procedimientos de subastas.

- **Energías alternativas para el transporte**

El Real Decreto 639/2016, de 9 de diciembre, establece un marco de medidas para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos. Se trata de la trasposición de la Directiva, que exige que cada Estado establezca objetivos y medidas concretas para fomentar infraestructuras que permitan el despliegue de movilidad alternativa al petróleo. Se contempla el uso de electricidad para transporte por carretera y el abastecimiento en puertos y aeropuertos. También el uso del gas natural (GNC o GNL) en transporte por carretera o puertos.

#### 4.4. Regulación sectorial en Reino Unido

Las principales leyes que regulan las actividades de Scottish Power Ltd (en adelante, **SCOTTISH POWER**), son la Electricity Act 1989 (**Electricity Act**), y la Gas Act 1986 (**Gas Act**), modificadas y completadas posteriormente por numerosas enmiendas incluida la Gas Act 1995, la Utilities Act 2000, la Energy Act 2004, la Energy Act 2008, la Energy Act 2010, la Energy Act 2011, la Energy Act 2013, la Energy Act 2016 y una serie de directivas de la UE (sujeto a los cambios derivados de la próxima salida del Reino Unido de la UE). Estas leyes específicas de energía son implementadas por la legislación del Reino Unido y de la UE en materia de competencia y protección del consumidor.

##### 1. Las Autoridades Regulatorias

La principal autoridad reguladora para las utilities es la Autoridad de los Mercados de Gas y Electricidad (Gas and Electricity Markets Authority - **GEMA**), integrada por un presidente y otros miembros nombrados por el Secretario de Estado de Negocios, Energía y Estrategia Industrial (BEIS). GEMA está respaldada por *Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM)*. El principal instrumento normativo utilizado por GEMA es el régimen de licencias, que en la mayor parte de los casos, requiere que las diferentes actividades de la industria de la energía se desarrollen bajo una licencia a la que le aplican unas condiciones estándar. Además, hay una serie de obligaciones estatutarias, conocidas como requisitos relevantes, que son impuestos por GEMA como si fueran condiciones de licencia.

El principal objetivo de GEMA es fomentar los intereses presentes y futuros de los consumidores y promover una competencia efectiva. Según la Energy Act 2010, los intereses de tales consumidores deben considerarse como un todo e incluir el interés en la reducción de los gases de efecto invernadero y también la garantía en el suministro de gas y electricidad.

Para la consecución de ese objetivo, GEMA debe asegurarse que se satisface toda la demanda de gas y electricidad, así como que los titulares de licencias se encuentran en condiciones de financiar las actividades a las que están obligados y que contribuyen a la consecución de un desarrollo sostenible. La Energy Act 2013 ha adoptado nuevas disposiciones relacionadas con la labor de GEMA aunque dichas disposiciones todavía no han entrado en vigor.

Entre las funciones que realiza GEMA se incluye la concesión de licencias (y su revocación en circunstancias limitadas), la propuesta de cambios en las condiciones de licencia (incluyendo la actividad del control de precios para las funciones que ejercen las redes en monopolio), la revisión de los cambios regulatorios del sector y esquemas de funcionamiento para fomentar la energía renovable y la eficiencia energética y el cumplimiento de las obligaciones de la industria.

GEMA tiene el poder para imponer sanciones económicas por infracciones pasadas y actuales referentes a las condiciones de licencia y los requisitos relevantes establecidos para el suministro y puede ordenar que se restablezca la situación de los consumidores. Las sanciones pueden alcanzar el 10% de la facturación aplicable a los titulares de la licencia.

La principal autoridad regulatoria relacionada con la competencia es la *Competition and Markets Authority (CMA)*. La CMA puede emprender investigaciones generales del mercado y, al mismo tiempo que trabaja con GEMA, puede investigar posibles infracciones de la normativa de competencia en el sector de servicios públicos. La protección al consumidor corre a cargo de la CMA, OFGEM y las autoridades locales.

## 2. Licencias

Hay sociedades dentro del Grupo de SCOTTISH POWER que disponen de licencias para una serie de actividades, entre las que se incluyen:

- el suministro de electricidad;
- la generación de electricidad;
- la distribución de electricidad en la zona del sur de Escocia, dentro del área de Merseyside y Norte de Gales.
- el suministro de gas;
- el transporte marítimo de gas (es decir, gestionar la introducción, transmisión o extracción de la red pública); y
- el transporte de gas a localizaciones específicas (por ejemplo, nuevas centrales de gas propuestas).

El tercer paquete de Directivas de Electricidad de la Unión Europea (2009/72/EC) establece restricciones adicionales sobre la titularidad de las empresas de transporte. El 19 de junio de 2012, Scottish Power Transmission Limited (SPTL) fue certificada por la OFGEM de acuerdo al artículo 9 de la directiva, con la aprobación de la Comisión Europea, sobre la base de que los acuerdos de SPTL garantizan una independencia más efectiva que las disposiciones ITO del capítulo V de la directiva. Como resultado de ello, las disposiciones de segregación de la propiedad no se aplican a SPTL.

Las condiciones de las licencias regulan asuntos tales como:

- para las licencias de red: la calidad del servicio y los precios que se pueden aplicar.
- para el suministro a los consumidores domésticos: acuerdos para la protección del consumidor incluyendo las normas de conducta, suministro de información, desvinculación del servicio en virtud de la deuda, fijación de precios que reflejen los costes, información a los consumidores sobre el suministro y el trato justo al consumidor.

- para la mayor parte de las licencias: existen normas que exigen la adhesión a las regulaciones sectoriales, que establecen las normas técnicas para el funcionamiento de la industria y que facultan a OFGEM para aprobar cambios en dicha regulación.

La Gas Act de 1995 y la Utilities Act de 2000 introdujeron los requisitos estándar de las licencias para poder asegurar que todos los titulares de una licencia estuvieran sujetos a las mismas condiciones. Bajo el Reglamento del Mercado Nacional de Electricidad y Gas 2011 (Mercado Interior), las modificaciones de las condiciones individuales de una licencia o de las condiciones estándar ya no requieren el consentimiento de los adjudicatarios de la licencia. Sin embargo, aquellos titulares de licencias que estén afectados junto con otros grupos, pueden apelar a la CMA en relación con cuestiones de procedimiento y/o fondo, excepto cuando la legislación faculta al Secretario de Estado a modificar las condiciones de la licencia, para ciertos asuntos (como reformas de gran calado en la industria energética). En la mayor parte de los casos, estos poderes tienen una limitación en el tiempo. Los cambios de las condiciones de licencia se pueden realizar actualmente GEMA inició el 26 de junio de 2014 una investigación sobre el funcionamiento del mercado minorista de gas y electricidad dirigido a los consumidores nacionales y pequeños negocios, y del mercado mayorista que proporciona tal suministro. En junio de 2016, la CMA publicó su Informe Final con las conclusiones de la investigación y su “decisión sobre remedios” con ciertos remedios sugeridos. El informe concluyó que la competencia en los mercados al por mayor de gas y electricidad funcionan bien y que la presencia de empresas integradas verticalmente no tiene un impacto negativo para la competencia. No se encontró ningún caso de importancia para volver al viejo sistema del “pool” para el mercado mayorista de electricidad.

Sin embargo, se encontraron una serie de efectos adversos sobre la competencia en el mercado minorista, algunos motivados por una regulación mal concebida, pero centrados principalmente en la “debilidad de respuesta” de un 70 % de los clientes con tarifas variables estándar (Standard Variable Tariffs, SVT) que pierden por la falta de participación en el mercado. La mayoría de los remedios de la CMA se centran en el aumento de la competencia en el segmento SVT, incluyendo la creación de una base de datos de clientes desvinculados (aquellos que llevan más de 3 años en las SVT) que podrían ser utilizados por los proveedores rivales para la comercialización y para un programa de ensayos para desarrollar avisos más eficaces al cliente. Sin embargo, en el caso de clientes con contadores prepago, la CMA decidió imponer un techo de precios como salvaguarda transitoria fijado por encima del nivel “eficiente” de precio, con el objetivo de mitigar el daño a la competencia que pudiera aparecer en caso de no aplicarse. Otros remedios incluyen un cargo por pérdidas de transporte dependiendo de la localización, cambios en los procesos de establecimiento en la gobernanza de los códigos de la industria y recomendaciones al Gobierno en una serie de temas incluyendo las responsabilidades de GEMA.

La CMA realizó una serie de órdenes en diciembre de 2016 para implementar remedios relevantes, antes de la finalización de su plazo, el 23 de diciembre, para completar la implementación. La CMA seguirá participando en el seguimiento de la aplicación y la eficacia de los remedios.

### **3. Normativa de la Unión Europea sobre la Integridad del mercado energético y la transparencia (Regulation on Energy Market Integrity and Transparency - REMIT)**

GEMA también refuerza a REMIT en el Reino Unido. Tiene poder para imponer multas ilimitadas por infracciones y desde el 13 de abril de 2015 puede iniciar procesos penales por incumplimiento o la manipulación del mercado de REMIT tanto para empresas como personas físicas implicados. En el caso de personas físicas, la multa puede llegar a ser de hasta dos años de cárcel.

#### 4. Control de precios

En Reino Unido, los precios de venta de electricidad y gas a los consumidores finales no están regulados, pero como consecuencia del remedio impuesto por la CMA, los precios para clientes con contadores prepago estarán sujetos a un precio techo de salvaguarda entre el 1 de abril del 2017 y el 31 de diciembre de 2020. Aunque no existe una tarifa regulada para los consumidores con características específicas, todos los grandes comercializadores deben ofrecer descuentos especiales para los clientes más desfavorecidos, bajo el programa Warm Home Discount. El coste total del descuento del programa Warm Home Discount para SCOTTISH POWER en 2015-16 ha sido del orden de 6,40 libras esterlinas por cliente (contando gas y electricidad de manera separada) y, como cualquier otro coste, los comercializadores son libres de repercutir el coste en las tarifas. OFGEM ha implantado modificaciones en las licencias para requerir que cualquier variación de precios derivada de los métodos de pago sea reflejo de sus costes.

De la misma manera, en la actualidad no existen otros controles de los precios que se aplican a los clientes comerciales o a los mercados mayoristas de electricidad y gas, que no sean los que establece la Competition Act 1998 y la Transmission Constraint Licence Condition (TCLC).

TCLC prohíbe a los productores de electricidad que obtengan beneficios excesivos como resultado de posibles acciones en el mercado de balances. OFGEM ha publicado una serie de directrices sobre la interpretación y aplicación de la TCLC. Las resoluciones de aplicación en el marco del TCLC están sujetas a revisión por el Tribunal de Apelaciones de la Competencia, en lugar de una revisión más limitada por los tribunales para otras decisiones de aplicación de GEMA. La condición se promulgó el 29 de octubre de 2012, y finaliza cinco años después de dicha fecha, salvo que se renueve por dos años más. Ofgem realizó una consulta para la revisión de la TCLC en abril de 2016, sin que haya todavía ninguna decisión al respecto.

OFGEM ha puesto en marcha compromisos de liquidez del mercado eléctrico para grandes empresas integradas de comercialización y generación, entre las que se incluye SCOTTISH POWER. Incluye obligaciones para facilitar el comercio con pequeños comercializadores, y también el compromiso de crear mercado en un número de productos al por mayor durante dos ventanas concretas cada día laborable. A pesar de que el número de subastas y ofertas no se encuentran reguladas, las condiciones de licencia limitan la diferencia entre ellas. Existen normas diseñadas para ofrecer cierta protección a los licenciarios obligados en mercados volátiles. Hasta la fecha hemos incurrido en algunos costes para el cumplimiento de esta obligación.

Tras la Retail Market Review (RMR), OFGEM impuso en 2013 ciertas reglas restringiendo los productos que podrían venderse en el mercado energético doméstico, incluyendo restricciones en el número y composición de tarifas. Siguiendo las recomendaciones de la CMA estas restricciones se eliminaron en 2016. Otros remedios sobre la RMR incluyendo requisitos de información, requisitos para notificar las tarifas más bajas a los clientes y estándares de conducta en el tratamiento del cliente, se mantienen.

Las redes son consideradas como un monopolio natural. Por ello, sus ingresos han sido controlados y ahora se hace a través del marco RIIO (Ingresos = Incentivos + Innovación + outputs). Esto implica la creación de un perfil de ingresos para un período de ocho años (con una revisión cada cuatro años) en base a la evaluación de los costes de un operador de red eficiente y del programa de inversiones (basado en el plan de negocios presentado por la empresa); con ello, se calculan los ingresos necesarios para cumplir con el objetivo de rentabilidad de las inversiones. La fórmula utiliza un Indicador del Mercado para fijar el coste de la deuda, situando (para la electricidad) un periodo de 45 años para la depreciación de activos, sustituyendo los 20 años utilizados en años previos. Se han añadido varios incentivos a la fórmula que también tiene en cuenta la inflación con el fin de calcular los ingresos permisibles para la red.



Según el marco establecido por RIIO, se realiza un mayor énfasis en los resultados y la innovación, así como en el papel que las compañías de red pueden tener en el desarrollo del sector de energía sostenible.

En el negocio de transporte, el marco RIIO T1 entró en vigor para SPTL en abril de 2013. En distribución, el marco RIIO-ED1 para la red de Scottish Power en el sur de Escocia y en el área de Manweb, fue aceptado el 3 de marzo del 2015. Como resultado de la apelación a la CMA por parte de British Gas Trading Ltd. se realizó un pequeño ajuste que afectó los precios fijados para el periodo 2016/2017 y años siguientes. El efecto neto en las licencias de distribución de ScottishPower es de una reducción de ingresos de 19 millones de libras esterlinas durante los 8 años de duración del RIIO ED1.

Ofgem ha desarrollado propuestas para licitar de manera competitiva la construcción de nuevos, importantes y separables proyectos de transporte. Esto podría suponer que algún desarrollo de la red de transporte pudiera ser ejecutado por terceros.

## 5. Otras cuestiones

Existen otra serie de elementos clave del régimen regulatorio en Reino Unido como son:

### **The Renewables Obligation (RO)**

Durante un tiempo, el gobierno de Reino Unido ha tenido el objetivo de que al menos el 30% de electricidad que se suministre en 2020 provenga de fuentes renovables como parte de su compromiso en el cumplimiento de las obligaciones dispuesta en la Directiva de Renovables de la UE. Para ello, las disposiciones de RO (que se aplican de manera separada en distintas partes de Reino Unido, dentro de un plan unificado) establecen la obligación de que los comercializadores de electricidad suministren una proporción cada vez mayor de su electricidad que provenga de fuentes renovables (basado en el mayor de los objetivos mínimos del nivel esperado de producción de energía renovable en cada uno de los años más un exceso del 10 por ciento, para mantener los precios de los certificados). Los suministradores cumplen sus obligaciones presentando los suficientes ROC (Renewables Obligation Certificates) o simplemente pagando a un fondo una cantidad equivalente.

Las ganancias del fondo se reparten entre aquellos suministradores que hayan presentado ROC según la proporción del número de ROC que se presenten. Desde abril de 2009, se ha aplicado al RO el sistema de banding de tal manera que las diferentes tecnologías obtienen diferente nivel de apoyo dependiendo de los costes medios esperados. La revisión de este marco finalizó en 2012; para aquellos proyectos que se comenzaron después del 1 de abril de 2013 (o más tarde en función de la tecnología) obtuvieron nuevos niveles de apoyo.

El RO no admitirá nuevos proyectos a partir del 31 de marzo de 2017 y el Gobierno ha implementado el mecanismo de Contratos por Diferencia (Contracts for Difference – CFDs) que formaba parte de la reforma del mercado de electricidad (EMR). Para las plantas fotovoltaicas por encima de 5 MW, el RO finalizó en abril de 2015. El RO cerró en marzo de 2016 para las plantas fotovoltaicas de 5 MW o menos y en mayo de 2016 para la eólica terrestre, en ambos casos sujetos a períodos de gracia. La cartera de proyectos eólicos terrestres de Scottish Power que recibieron permiso de planificación a tiempo para poder entrar en el periodo de gracia, podrán acceder al RO siempre y cuando comiencen a generar el 31 de marzo de 2017 como tarde. El RO sigue siendo de aplicación para las instalaciones nuevas que entren en operación antes de la fecha de cierre aplicable; los pagos continuarán hasta el 31 de marzo 2027 para proyectos que comenzaron a producir energía antes del 1 de abril de 2009 y durante 20 años después de la entrada en el RO para proyectos posteriores. La Energy Act 2013 prevé el cambio de la RO al pago de una prima en condiciones sustancialmente similares.

### **Reforma del mercado de electricidad (Electricity Market Reform - EMR)**

Los principales elementos de la reforma del mercado de electricidad (EMR) del gobierno de Reino Unido son:

- un sistema nuevo de incentivos que se basa en contratos por diferencia (CFD) para estimular la generación de energía baja en carbono; y
- un Mercado de Capacidad (Capacity Market) para defender la garantía del suministro (mecanismo de subastas en el mercado).

Las concesiones de CFD están teniendo lugar dentro de las limitaciones del presupuesto para estimular medidas para la producción baja en carbono, conocidas como el Levy Control Framework (**LCF**). Durante 2014, el Gobierno de Reino Unido y como parte del transitorio *Final Investment Decision Enabling Process*, aprobó el primer lote de contratos. La primera ronda de asignación tuvo lugar el 4 de febrero de 2015 en dos módulos; uno para tecnologías ya consolidadas (principalmente eólica terrestre y solares) y un segundo para tecnologías menos consolidadas (eólica marina principalmente). 714 MW de East Anglia ONE offshore Wind Farm de Scottish Power lograron un contrato en la subasta a un precio de 119 libras/MWh. El Gobierno ha anunciado la próxima ronda de asignación de CFD para las tecnologías menos establecidas que comienza en abril de 2017. La asignación presupuestaria es de 290 millones de libras esterlinas (precios de 2011/12), que está dentro de un presupuesto global de 730 millones de libras esterlinas para un total de hasta 3 rondas de asignación antes de mayo de 2020, sujeto a evidencias de reducción de costes a lo largo del tiempo. El Gobierno también está examinando la naturaleza de cualquier mecanismo futuro de control de costes como el LCF, para periodos posteriores al 2020/21, que es cuando termina el LCF actual. Un próximo anuncio podría darse el 8 de marzo de 2017, con el presupuesto de primavera (Spring Budget).

En diciembre de 2014, 2015 y 2016 se celebraron las subastas del Mercado de Capacidad para el suministro de capacidad en invierno de 2018, 2019 y 2020 respectivamente. La subasta más reciente cerró a un precio de £22,50 por kW/año. Una nueva subasta de capacidad (Early Auction) tuvo lugar a principios de 2017 para la entrega de capacidad en invierno de 2017/18. Esta subasta cerró a un precio más bajo, de £6,95 por kW/año

### **European Emissions Trading System (EU-ETS) y precio mínimo del carbono en Reino Unido**

Como en todos los estados miembros de la Unión Europea, los generadores en Reino Unido participan de la UE Emissions Trading Scheme (EU-ETS). Desde 2013, el Gobierno está obligado a subastar los derechos asignados al sector energético. La Climate Change Act de 2008 establece un objetivo de reducción de gases de efecto invernadero de al menos el 80% desde los niveles de 1990 para el 2050 y fija objetivos de reducción intermedios. El *Carbon Price Support* es una tasa de Reino Unido impuesta a los combustibles fósiles que se usen para la producción de electricidad en tasas diferenciales que simulan un cargo por las emisiones de CO<sub>2</sub>. La intención era suavizar la tendencia de los precios del carbono observados el sector energético del Reino Unido en caso de inestabilidad en el esquema EU-ETS, aumentando el precio de EU-ETS a una trayectoria pre-definida. En la práctica, el precio de EU ETS es mucho más bajo de lo esperado por lo que, con el fin de mitigar el impacto de los precios de la electricidad, el gobierno de Reino Unido ha limitado la tasa del precio suelo del carbono a 18 libras esterlinas por tonelada de CO<sub>2</sub> hasta por lo menos 2020. En el presupuesto de 2016 se decidió extender este impuesto (actualizado según la inflación) hasta 2020/21, decisión que se confirmó en la Declaración de Otoño (Autumn Statement).

### **Climate Change Levy (CCL) exemption**

Tal y como se anunció en el presupuesto de verano de 2015 la exención para la electricidad renovable a partir del "Climate Change Levy" (un impuesto a los usuarios de electricidad no domésticos) terminó el 1 de agosto de 2015. Esto eliminó una fuente de ingresos adicional para los generadores renovables, aunque se preveía que su valor descendiese en torno a 2020.

### **Energy Companies Obligation (ECO)**

Los proveedores de energía que suministran a más de 250.000 clientes domésticos deben conseguir mejoras en eficiencia energética entre sus clientes. Como con cualquier otro coste, los suministradores pueden incorporar en las tarifas el coste de llevar a cabo esas mejoras, teniendo en cuenta la necesidad de seguir siendo competitivos en el mercado. La Energy Companies Obligation (ECO) funciona desde el 1 de enero de 2013 hasta el 31 de marzo de 2015. Hay otra fase que estará en vigor desde el 1 de abril de 2015 hasta el 31 de marzo de 2017. El Gobierno tiene intención de sustituir el ECO por otro sistema más barato a partir de abril 2017. Los detalles se anunciaron el 30 de enero de 2017. ECO supone 640 millones de libras al año, basado inicialmente en un programa transitorio.

### **Cierre de centrales de carbón**

En noviembre de 2015, la entonces Secretaria de Estado Amber Rudd anunció su intención de consultar sobre el cierre en 2025 de todas las centrales eléctricas de carbón sin CCS (sujeto a cualquier cuestión de seguridad de suministro). A finales de 2016 el Gobierno publicó una consulta sobre posibles opciones reglamentarias para facilitar esto. El impacto de estas medidas en Scottish Power es limitado debido al cierre de Longannet.

### **Control de la contaminación**

La *Integrated Pollution Prevention and Control* (IPPC), la *Large Combustion Plant Directive* (LCPD) y la *Industrial Emissions Directive* (IED) cubren el régimen regulatorio para el control de la contaminación de ciertas actividades industriales, incluyendo la generación por combustión térmica, e imponen límites en diversas categorías de emisiones. En concreto, el LCPD limita la emisión de dióxido sulfúrico (SO<sub>2</sub>), óxido de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) y partículas de las centrales eléctricas, donde los operadores de las mismas tienen la opción de o bien cumplir con esos requisitos, o bien aceptar un límite de horas de funcionamiento hasta su cierre a finales de 2015. El IED establece un régimen similar con normas más estrictas para 2016 y los años siguientes. El IED se traspone a la normativa del Reino Unido a través de la regulación de *Pollution Prevention and Control* (Escocia) en 2012 y las enmiendas al *Environmental Permitting* (Inglaterra y Gales) en 2010. Estos controles son impuestos por la *Environment Agency* y la *Scottish Environmental Protection Agency* en Escocia.

## **Regulación sectorial en Estados Unidos**

### **Distribución de la electricidad y gas natural**

Algunos de los procesos regulatorios más importantes que afectan a AVANGRID Networks, Inc (en adelante AVANGRID NETWORKS) son: la liquización de New York para NYSEG y RG&E, la tarifa de distribución de United Illuminating en Connecticut, la modificación de la metodología de cálculo del ROE (Return on Equity) aplicado a las instalaciones de transporte de Maine y Connecticut publicado por la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) y el proceso de Reforming Energy Vision (REV) en el estado de New York.

Los ingresos de AVANGRID NETWORKS son de carácter esencialmente regulado, basados en las tarifas que se establecen según los procesos administrativos que fijan los distintos reguladores. Las tarifas que se aplican a las actividades reguladas en Estados Unidos se aprueban por parte de las comisiones reguladoras de los distintos estados, y se basan en el coste por prestación de servicio. Los ingresos de cada utility se establecen de forma que sean suficientes para cubrir todos sus costes operativos, incluyendo los costes de la energía, costes financieros y costes de los fondos propios (este último refleja el ratio de capital de la empresa y un rendimiento razonable de los mismos).

Los costes de energía que se fijan en los mercados mayoristas de Nueva York y Nueva Inglaterra se traspasan a los consumidores. La diferencia entre los costes de energía presupuestados y los efectivamente incurridos por la utility se compensan aplicando un procedimiento que resulta en un ajuste de tarifa inmediato o diferido. Este procedimiento se aplica a otros costes, que en la mayor parte de los casos, son excepcionales (los efectos de condiciones meteorológicas extremas, factores medio ambientales, cambios regulatorios y contables, tratamiento de clientes vulnerables, etc.) y se compensan en el proceso de tarifa. Cualquier beneficio de Nueva York y Connecticut que permita a una utility superar los objetivos de rentabilidad (generalmente debido a una eficiencia en costes mejor que la esperada), se comparte entre la utility y sus clientes, resultando en una bajada de la tarifa futura.

Cada una de las ocho empresas de suministro de AVANGRID NETWORKS, debe cumplir con procesos regulatorios diferentes en forma pero que, en todos los casos, se ajustan al marco básico anteriormente descrito. Como regla general, la revisión de tarifas cubre varios años (tres en Nueva York y Connecticut), y proporciona rendimientos razonables sobre los fondos propios, protección y ajustes automáticos para cubrir costes excepcionales en los que se ha incurrido e incentivos de eficiencia.

## 1. Nueva York

Revisión de las tarifas de New York State Electric & Gas Corporation (NYSEG) y Rochester Gas and Electric Corporation (RG&E):

- **Presentación de las tarifas NY 2015**

El 20 de Mayo de 2015, NYSEG y RG&E presentaron las tarifas eléctricas y de gas a la NYPSC. Las compañías han solicitado aumentos en la tarifa para NYSEG Electric, NYSEG Gas y RG&E Gas, mientras que para RG&E Electric se ha propuesto una reducción de tarifa.

NYSEG Electric solicitó 126 millones de dólares estadounidenses (7% del total) de ingreso anual adicional para recuperar los costes de tormentas pasadas, cambiar a un programa de gestión de poda de ciclo completo alineado con las mejores prácticas de la industria, y obtener un adecuado rendimiento a su inversión. RG&E Electric propuso una disminución de la tarifa en 10 millones (1% del total) reflejando la devolución a los clientes de los fondos recaudados durante su plan de tarifas del 2010 asociados a eficiencias en la gestión y a costes menores que los niveles establecidos. NYSEG Gas y RG&E Gas han solicitado ingresos adicionales por valor de 38 (8% del total) y 20 millones (5% del total) de dólares estadounidenses, respectivamente.

Las compañías solicitaron una rentabilidad sobre fondos propios del 10,06% y un ratio de fondos propios del 50%. Las tarifas presentadas son para un año pero las compañías han indicado su interés en establecer un acuerdo para varios años.

El personal de NYPSC y otras partes dieron testimonio en septiembre de 2015 oponiéndose a las solicitudes de incremento de tarifas. NYPSC propuso un aumento de 11,8 millones de dólares estadounidenses para NYSEG Electric, una reducción de 23,4 millones de dólares estadounidenses para RG&E Electric, una reducción de 2,8 millones de dólares estadounidenses para NYSEG gas y un descenso de 2,9 millones de dólares estadounidenses para RG&E gas. NYPSC propuso un ROE del 8,7% y un 48% de fondos propios. También propuso compensar los costes diferidos por tormentas de NYSEG de 262 millones de dólares estadounidenses con el exceso de la cuenta de reserva de depreciación que NYPSC reclama que alcanza un total de 665 millones de dólares estadounidenses para NYSEG Electric y 129 millones de dólares estadounidenses de RG&E Electric. NYPSC también manifestó que estaba abierta a discutir un acuerdo multianual para las empresas.

El 19 de febrero de 2016, NYSEG y RG&E y otras partes significativas envían una Joint Proposal (la Propuesta) al Departamento de Servicio Público de Nueva York (NYPSC) con un plan de tres años de duración comenzando el 1 de mayo de 2016. La propuesta equilibra los intereses de las partes firmantes incluyendo, pero no limitado a, mantener la calidad de crédito de las empresas y mitigando los impactos de las tarifas a los clientes. La propuesta refleja muchos de los atributos de los clientes, incluyendo: aceleración de los programas de reemplazo principales de las empresas con fugas de gas natural y mejora de la gestión de la vegetación eléctrica para proporcionar un servicio continuo seguro y confiable. El aumento de las tarifas se puede resumir en la siguiente tabla:

Empresa	1 de mayo de 2016		1 de mayo de 2017		1 de mayo de 2018	
	Incremento tarifa	Delivery Rate Increase	Incremento tarifa	Delivery Rate Increase	Incremento tarifa	Delivery Rate Increase
	Millones USD	%	Millones USD	%	Millones USD	%
NYSEG Electric	29,6	4,10	29,9	4,10	30,3	4,10
NYSEG Gas	13,1	7,30	13,9	7,30	14,8	7,30
RGE Electric	3,0	0,70	21,6	5,00	25,9	5,70
RGE Gas	8,8	5,20	7,7	4,40	9,5	5,20

La tasa de retorno permitida sobre capital ordinario para NYSEG Electricidad y NYSEG Gas es del 9,00%. El ratio de capital es para ambos del 48%. La propuesta incluye un Mecanismo de Reparto de Beneficios (Earning Sharing Mechanism - ESM) aplicable. La participación de los clientes en las ganancias aumentaría los niveles de ganancias, con clientes recibiendo el 50%, 75% y 90% de los ingresos sobre 9,5%, 10% y 10,5% del ROE respectivamente, durante el primer año. Los umbrales de ingresos aumentarían en los años siguientes.

La Propuesta refleja la recuperación de los costes diferidos por tormentas de NYSEG Electricidad de unos 262 millones de dólares de los cuales 123 millones serán amortizados en 10 años y los restantes 139 serán amortizados en cinco. La Propuesta también mantiene la contabilidad de reservas para grandes tormentas (21,4 millones de dólares anuales). Los costes crecientes de mantenimiento incurridos para restablecer el servicio en las divisiones calificadas serán cargados a la "Major Storm Reserve" siempre que cumpla ciertos umbrales.

La Propuesta mantiene las medidas actuales de desempeño de confiabilidad eléctrica (y los posibles ajustes negativos de los ingresos por no cumplir con los niveles de desempeño establecidos) que incluyen el índice de frecuencia promedio de interrupción del sistema y el índice de duración promedio de interrupción al cliente. La Propuesta también modifica ciertas medidas de desempeño de seguridad de gas en la compañía, incluyendo aquellas relacionadas con el reemplazo de las fugas principales, la gestión de la pérdida de registro, la respuesta de emergencia y la prevención de daños. La Propuesta establece niveles de desempeño umbrales para aspectos designados de la calidad del servicio al cliente y continúa y amplía la reducción de facturas y los Low Income Programs (programas para clientes con bajos ingresos) como el perdón de deudas atrasadas y mayores niveles de financiación. La Propuesta prevé la implementación del proyecto de Energy Smart Community (ESC) de NYSEG en la región de Ítaca, que servirá de banco de pruebas para la implementación y despliegue de las iniciativas del Reforming the Energy Vision (REV). El Proyecto ESC contará con el apoyo de NYSEG para el desarrollo de la Automatización de Distribución e Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) a clientes en la región de Ítaca. Los costes incrementales y los honorarios relacionados con REV se incluirán en el Mecanismo de Ajuste de Tasas (Rate Adjustment Mechanism - RAM) en la medida en que la recuperación de costes no esté prevista en otros lugares. Bajo la Propuesta, implementaremos un RAM, la cual será aplicable a todos los clientes, para devolver o recoger los aplazamientos y costes elegibles de RAM, incluyendo: (1) impuestos a la propiedad; (2) saldos diferidos "Major Storm"; (3) reemplazo de tubos propensos a fugas de gas; (4) costes y honorarios de REV que no estén cubiertos por otros mecanismos de recuperación; y (5) los ingresos de Electric Pole Attachment.

La Propuesta prevé la conciliación parcial o total de ciertos gastos incluyendo, pero no limitado a: pensiones, otros beneficios posteriores a la jubilación; impuestos sobre la propiedad; deuda a interés variable y nueva deuda a interés fijo; investigación de desarrollo en gas; costes de remedios ambientales; tormentas importantes; créditos limitados para seguridad nuclear; desarrollo económico; y Low Income Programs. La Propuesta también incluye una reconciliación a la baja del Net Plant. Además, la Propuesta incluye reconciliaciones a la baja para costes de: distribución eléctrica y manejo de la vegetación en gas; integridad de la tubería; y mantenimiento incremental. La Propuesta establece que continuamos con los RDM eléctricos sobre una base de ingresos totales por clase y los RDM de gas sobre una base de ingresos por cliente.

Se celebró una audiencia sobre la Propuesta el 7 de abril de 2016 y NYPSC emitió una orden adoptando la Propuesta el 15 de junio de 2016 con aplicación retroactiva desde el 1 de mayo de 2016. La comisión también proporcionó modificaciones adicionales incluyendo un cronograma para desarrollar el Mecanismo de Ajuste de Beneficios (Earnings Adjustment Mechanism) descrito en la Orden de la Comisión del REV Track 2.

- **Reforming the Energy Vision:**

En Abril de 2014 el NYPSC inició un procedimiento llamado *Reforming the Energy Vision (REV)* que es una iniciativa para reformar las prácticas regulatorias y del sector energético del estado de Nueva York. El REV ha seguido dos vías simultáneas: la vía 1 sobre el diseño de mercado y la plataforma de servicios distribuidos, y la vía 2 sobre la reforma regulatoria. Los objetivos del REV incluyen la promoción de un uso más eficiente de la energía, el incremento del uso de fuentes de energía renovables como la eólica y la solar (apoyando los objetivos de energía renovable del estado de Nueva York), y un mayor despliegue de los recursos de energía "distribuida", tales como las micro-redes, el suministro de energía in-situ y el almacenamiento.

REV también tiene como objetivo promover un mayor uso de productos avanzados de gestión de energía para mejorar la elasticidad y la eficiencia de la demanda. El Track 1 de esta iniciativa conlleva un proceso de colaboración para examinar el papel de las utilities en la implementación del mercado de recursos energéticos distribuidos para promover la administración de la carga y una mayor eficiencia del sistema, incluyendo las reducciones de picos de carga. Estamos participando en la iniciativa con otras utilities de Nueva York y estamos proporcionando nuestra perspectiva única. El NYPSC ha emitido una orden 2015 en el Track 1, que reconoce el papel de las utilities como agente de la Plataforma del Sistema de Distribución (DSP) y requiere que las compañías de servicios públicos presenten un Plan de Implementación del Sistema de Distribución (DSIP) antes del 30 de junio de 2016. El DSIP se presentó el 30 de junio de 2016 e incluyó información sobre el despliegue propuesto de la Infraestructura de Medición Automatizada (AMI). Varios procedimientos también han sido iniciados por NYPSC que están relacionados con REV, y cada procedimiento tiene su propio calendario. Estos procedimientos incluyen el Fondo de Energía Limpia, Tarifas de Respuesta a la Demanda, Medición Neta de Energía / Valor de los Recursos de Energía Distribuida y Agregación de Elección Comunitaria

El Track 2 del REV también está en marcha y, a través de un proceso de revisión del Libro Blanco de NYPSC, está examinando los cambios potenciales en la regulación actual, tarifas, diseño de mercado y incentivos que podrían alinear mejor los intereses de la utility con los objetivos de NYPSC y del estado de Nueva York. Las utilities de Nueva York también se ocuparán de cuestiones reglamentarias relacionadas con sus "rate cases". En mayo de 2016 se emitió una orden del Track 2 que incluye requisitos para que todas las compañías eléctricas presenten: una propuesta de eficiencia del sistema; un estudio de interconexión y una propuesta de "Earnings Adjustment Mechanism" (EAM); un informe de progreso de los datos agregados; una declaración de la política de privacidad de los datos agregados; revisiones de sus tarifas de servicio de reserva; una revisión de sus asignaciones de tarifa de reserva y revisiones propuestas; una o más propuestas de demostración de Smart Home Rate y revisiones de tarifas voluntarias de tiempo de uso así como proponer EAMs para Eficiencia Energética y Compromiso con el Cliente. Adicionalmente, la orden requiere que las utilities eléctricas participen en un proceso de medición colaborativa de tarjeta de puntuación y un proceso de partes interesadas para desarrollar el Clean Energy Standard EAM. El 1 de diciembre de 2016, NYSEG y RG&E presentaron su propuesta de EAM. El 20 de diciembre de 2016, NYSEG y RG&E presentaron una petición para el despliegue completo de la Infraestructura de Medición Automatizada (AMI) con la Comisión. La petición de AMI solicita autorización para implementar un AMI a gran escala en NYSEG Electricidad, NYSEG Gas, RG&E Electricidad y RG&E Gas. Habrá un despliegue de aproximadamente 1,8 millones de contadores eléctricos AMI y módulos de gas. Las utilities también solicitaron implementar un recargo para recuperar la inversión hasta que dichos valores puedan ser incluidos en las tarifas en sus próximos rate cases. Las compañías esperan que la Comisión aborde su petición en 2017.

- **Reliability Support Service Agreement de la central nuclear Ginna**

La Planta Nuclear de Ginna (GNPP), subsidiaria de Constellation Energy Nuclear Group, LLC (CENG), posee y opera la central *R.E. Ginna Nuclear Power Plant*, con un único reactor de agua a presión de 581MW situado en Ontario, Nueva York. En mayo de 2014 el New York Independent System Operator (NYISO) realizó un estudio de fiabilidad confirmando que es necesario mantener la instalación Ginna en funcionamiento para evitar problemas de fiabilidad del sistema de transporte y de distribución local en 2015 y 2018.

El 11 de julio de 2014 GNPP presentó una petición solicitando que la NYPSC iniciara un procedimiento para analizar una propuesta para seguir operando. Ginna afirmaba que en los dos años previos (2012 y 2013) había acumulado pérdidas en la instalación de cerca de 100 millones de dólares estadounidenses (incluyendo la asignación de gastos generales de CENG) y que CENG no había sido compensada por ningún riesgo operacional ni había recibido un retorno de la inversión apropiado durante este periodo. Basándose en los resultados del estudio de fiabilidad de 2014, GNPP solicitó que: 1) la NYPSC determine que mantener en funcionamiento la planta nuclear Ginna es necesario para preservar la fiabilidad del sistema; y 2) la NYPSC emita una orden para que RG&E negocie y presente un acuerdo de servicios de apoyo a la fiabilidad (*Reliability Support Services Agreement-RSSA*) para mantener en operación la planta nuclear Ginna.

En noviembre de 2014 el NYPSC dictaminó que GNPP había demostrado que la planta nuclear de Ginna era necesaria para mantener la fiabilidad del sistema y que cumplió con los requisitos de notificación de cierre satisfactoriamente. El NYPSC también aceptó las conclusiones del estudio de fiabilidad de 2014 que establecía la necesidad de continuar con la operación de la planta nuclear de Ginna para garantizar la fiabilidad, prerequisite esencial para negociar un RSSA. En consecuencia, el NYPSC ordenó a RG&E y GNPP negociar un RSSA.

El 13 de febrero de 2015 RG&E presentó a NYPSC un RSSA alcanzado entre RG&E y GNPP. RG&E solicitó que la NYPSC aceptara el RSSA y aprobara que RG&E recuperará todas las cantidades pagaderas a GNPP bajo el RSSA utilizando el mecanismo de recargo para la recuperación de costes en las facturas de sus clientes.

El 21 de octubre de 2015 RG&E, GNPP, el Departamento de servicio público de Nueva York, Utility Intervention Unit y otros interventores presentaron una propuesta conjunta a la NYPSC para la aprobación del RSSA modificado. La propuesta conjunta establece como plazo de RSSA el periodo entre el 1 de abril de 2015 y el 31 de marzo de 2017. RG&E deberá realizar pagos mensuales a Ginna por importe de 15,4 millones de dólares estadounidenses y tendrá derecho al 70% de los ingresos percibidos por las ventas de Ginna en los mercados de energía y capacidad del operador del sistema (New York Independent System Operator (NYISO)), mientras que Ginna tendrá derecho al 30% restante de los ingresos. Las partes firmantes recomiendan que NYPSC autorice a RG&E a aplicar un incremento de tarifa (recargo por RSSA) efectivo a partir del 1 de enero de 2016 para recuperar las cantidades pagadas a Ginna en virtud del RSSA. La obligación de pago de RG&E a Ginna no debe comenzar hasta que el recargo por RSSA esté en vigor y la FERC haya emitido una orden que autorice el acuerdo. RG&E utilizará pasivos regulatorios hasta compensar el importe total de la cuenta Deferred Collection Amount más otros créditos para compensar todos los costes del RSSA que excedan los 2,3 millones de dólares al mes, sin que la disposición total de créditos exceda los 110 millones de dólares estadounidenses, aplicable hasta el 30 de junio de 2017. En la medida en que los créditos disponibles no sean suficientes para satisfacer el pago final de RG&E a Ginna, el recargo por RSSA podrá continuar más allá del 31 de marzo de 2017 para recuperar hasta 2,3 millones de dólares mensuales hasta que RG&E haya recuperado el pago final de los clientes. En el mes siguiente a la expiración del plazo el 31 de marzo de 2017, Ginna preparará y emitirá una factura a RGE, y RGE pagará a Ginna en un pago único de \$11.5 millones. Esta cantidad se está devengando pro-rata durante la vigencia del acuerdo y será recuperada de los contribuyentes. El 23 de febrero de 2016, el NYPSC adoptó por unanimidad la Propuesta Conjunta en el procedimiento de RSSA de Ginna como de interés público.



- **NY Transco**

Networks tiene una participación aproximada del 20% en el New York Transco que fue establecido por las utilities de transporte de Nueva York para desarrollar, poseer y operar el transporte eléctrico en Nueva York. En diciembre de 2014, el New York Transco solicitó la aprobación regulatoria de sus tarifas, términos y condiciones con FERC. La solicitud contempla un ROE base de 10,6%, más 150 puntos básicos por incentivos, el reconocimiento de las obras en curso, un mecanismo para la fórmula del cálculo de tarifas y una propuesta de asignación de costes. Varias partes, incluyendo la NYPSC, han presentado protestas a esta solicitud, en las que protestas por el ROE base, los incentivos ROE y la asignación de costes. El New York Transco no tomará las decisiones finales sobre el desarrollo del proyecto de transporte hasta que la FERC tome una decisión.

El 2 de abril de 2015 la FERC emitió una orden que concede, entre otras cosas, la solicitud de 50 puntos básicos adicionales para miembros de NY Transco en la Regional Transmission Organization (RTO) de New York Independent System Operator, Inc. (NYISO), sujeto a que la adición no supere un umbral de razonabilidad una vez se determine el ROE base de acuerdo a ese umbral. Además la Comisión tramitó la cuestión de fórmula tarifaria y el ROE base para procedimientos de audiencia y resolución judicial. Además, la FERC rechazó el método de asignación de costes para los TOTS (Transmission Owner Transmission Solutions) Projects porque asignaría costes al LIPA (Long Island Power Authority) y NYPA (New York Power Authority), los cuales no estaban de acuerdo con tener que pagar.

El 5 de noviembre de 2015 los propietarios del NY Transco presentaron a la FERC el acuerdo para resolver todas las cuestiones pendientes relacionadas con los TOTS Projects, incluyendo cuestiones relacionadas con los TOTS Projects que se habían sometido a audiencia, y otros temas pendientes de audiencia. Las cuestiones relativas a otros proyectos siguen pendientes. El acuerdo abordó las condiciones financieras que componen los ingresos del NY Transco para los TOTS Projects, incluyendo un ROE base de 9.50% más 50 puntos adicionales, la estructura de capital del 53%, y la asignación de costes en el marco de la Tarifa de Transporte de Acceso Abierto (OATT) para los Proyectos TOTS de la NYISO. El 17 de marzo de 2016, la FERC aprobó el acuerdo.

- **Net Energy Metering**

El 16 de octubre de 2015, la Comisión de Nueva York emitió la Orden de Establecimiento de Techos Intermedios sobre la Interconexión de la Generación con Balance Neto (la Floating Cap Order). La Comisión ordenó que las limitaciones del balance neto deberían "flotar" hasta que se concluya el procedimiento para desarrollar un método provisional de evaluación de los beneficios de los recursos energéticos distribuidos. Las Joint Utilities de NY solicitaron que se volviera a dar audiencia a la Floating Cap Order, expresando su preocupación de que un número ilimitado de recursos podría materializarse en ausencia de un tope, lo que daría lugar a aumentos imprevistos e ilimitados de la factura de los clientes. La Comisión no ha cursado aún la solicitud de nueva audiencia.

Tras la emisión de la Floating Cap Order y el lanzamiento del programa CDG, las Joint Utilities experimentaron un aumento en las nuevas peticiones de recursos con balance neto, dando lugar a más de 4.000 MW en solicitudes de conexión. La Comisión instituyó el Procedimiento de Valor de DER (Distributed Energy Resources) en respuesta a la decisión de mantener "flotar" el techo de balance neto y la promesa de adoptar un "nuevo enfoque regulatorio" para la valoración de DER.

El 28 de octubre de 2016, en el Caso 15-E-0751, en relación con el Valor de los Recursos de Energía Distribuida ("Valor del Procedimiento de DER"), la NYPSC emitió su Informe y Recomendaciones que contiene una serie de recomendaciones. Las Joint Utilities presentaron comentarios el 5 de diciembre de 2016 junto con otras 32 partes. Se espera que la Comisión resuelva el procedimiento en el 1T2017.

## 2. Connecticut

- **UI rate case**

El 1 de julio de 2016, UI presentó una solicitud ante la Public Utilities Regulatory Authority (PURA) de Connecticut, solicitando la aprobación de un plan de tarifas a tres años, desde el 1 de enero de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2019. La solicitud de la UI pedía un aumento de \$65.6 millones en 2017, \$21.1 millones adicionales en 2018 y \$13.4 millones adicionales en 2019, totalizando \$100.1 millones en los tres años. Durante el litigio del caso, la solicitud se modificó a 98,3 millones de dólares. La solicitud original incluye una propuesta de nivelación de tarifas para moderar el impacto de los aumentos de ingresos sobre los clientes. La propuesta difiere una parte de los aumentos del primer y segundo año y extiende la recuperación del aumento general en cantidades aproximadamente equivalentes a lo largo de los tres años del plan tarifario, incluyendo los cargos contables. La propuesta resulta en un aumento de los ingresos de 40,7 millones de dólares en 2017, de 47,4 millones de dólares en 2018 y de 39,1 millones de dólares en 2019, seguido de una compensación de 25,6 millones de dólares al final de los tres años para equiparar la recuperación nivelada a la no nivelada.

La solicitud de tarifas de UI se debe principalmente a los gastos dedicados a su sistema de distribución eléctrica con el propósito de dar confiabilidad y resiliencia al sistema, tanto en relación con operaciones de rutina como durante tormentas. La solicitud de UI también propone la continuidad de su mecanismo de desvinculación de los ingresos y propone un nuevo mecanismo de reparto de ingresos (Earning Sharing Mechanism, ESM). Bajo el ESM propuesto, el 50% de las ganancias de UI en exceso del ROE permitido, más una banda muerta por encima del ROE permitido, se invierte en beneficio de los clientes. El ESM propuesto incluye una banda muerta de 20 puntos base en 2017 por encima del ROE autorizado, dentro del cual no habría participación. Esta banda muerta sería de 30 puntos básicos en 2018 y de 40 puntos básicos en 2019. UI propone continuar utilizando el dinero a deber a los clientes en reducir el activo regulador de la tormenta, si existe. Si no existe, entonces la cuota de cliente se devolvería a través de un crédito de factura.

El 15 de diciembre de 2016, PURA emitió su Decisión Final autorizando una tasa acumulada de tres años de 57 millones de dólares para los años 2017, 2018 y 2019. El aumento de la tasa de 2017 es de \$43.0 M, un adicional de \$11.5 millones en 2018, y \$2,9 millones adicionales en 2019. PURA aprobó una rentabilidad del 9,10% sobre el patrimonio y un rendimiento de capital del 50%. El plan de tarifas a tres años mantiene el nivel actual de participación en las ganancias por el cual las ganancias por encima del ROE permitido se comparten por igual entre los clientes y los accionistas. El mecanismo de desvinculación de ingresos de la Compañía continúa. PURA redujo el cargo de servicio básico residencial a \$9.65 al mes.

## 3. Maine

Las tarifas de transporte de CMP se rigen por una tarifa regulada que establece FERC y es administrada por ISO New England (ISO-NE). Las tarifas de transporte se fijan anualmente conforme a lo dispuesto en la fórmula autorizada por FERC, que permite la recuperación de los costes directos e indirectos de operación y mantenimiento, así como una rentabilidad sobre la inversión en activos. Antes del 16 de octubre de 2014, FERC propuso un ROE base del 11,14% e incentivos al ROE adicionales aplicable a los activos según su antigüedad, tensión y otros factores.

El 30 de septiembre de 2011, el Fiscal General de Massachusetts, el Department of Public Utilities de Massachusetts, la Public Utilities Regulatory Authority de Connecticut, la Public Utilities Commission de New Hampshire, la Division of Public Utilities and Carriers de Rhode Island, el Department of Public Service de Vermont, numerosas agencias defensoras de los consumidores de New England y los clientes de tarifas de transporte presentaron conjuntamente una queja (Complaint I) ante la FERC conforme a los artículos 206 y 306 de la Federal Power Act. Las partes solicitantes solicitan una orden de la FERC que redujera del 11,14% al 9,2% el ROE utilizado en el cálculo de las tarifas de transporte bajo el ISO-New England Open Access Transmission Rate (OATT). CMP y UI son New England Transmission Owners (NETO) con activos y tarifas de servicio que se rigen por la OATT y por lo tanto se ven afectados por cualquier orden que FERC emitiera.

El 19 de junio de 2014, la FERC emitió su decisión sobre el Complaint I, estableciendo una metodología y fijando una nueva audiencia. El 16 de octubre de 2014, la FERC emitió su decisión final sobre la Complaint I estableciendo el ROE base en 10,57% y un ROE máximo de 11,74% (base más incentivos) para el período octubre 2011 - diciembre 2012 y así como de aplicación prospectiva desde el 16 de octubre de 2014, y ordenó a los NETOs que emitieran un informe de devolución que presentaron el 17 de noviembre de 2014.

El 3 de marzo de 2015, la FERC emitió una orden sobre las solicitudes de nueva audiencia de su decisión de 16 de octubre de 2014. La orden de marzo confirmó la decisión de la FERC del 19 de junio de 2014 y aclaró que el límite del ROE del 11,74% se aplicará sobre una base específica del proyecto y no sobre el rendimiento promedio total del transmission owner. En junio de 2015 la NETO presentó una apelación en el Tribunal de Apelaciones de los Estados Unidos por el Distrito de Columbia. La apelación se encuentra pendiente.

El 26 de diciembre de 2012, se presentó una segunda queja de ROE (Complaint II) para un período posterior solicitando que el ROE se redujera al 8,7%. El 19 de junio de 2014, la FERC aceptó la Complaint II, estableció un periodo de reembolso de 15 meses a partir del 27 de diciembre de 2012 y fijó el asunto para la audiencia usando la metodología establecida en la Complaint I.

El 31 de julio de 2014, se presentó una tercera queja (Complaint III) para un período posterior solicitando que el ROE se redujera al 8,84%. El 24 de noviembre de 2014, la FERC aceptó la Complaint III, estableció un periodo de reembolso de 15 meses a partir del 31 de julio de 2014, y sentenció, junto con la Complaint II, para audiencia en junio de 2015. En junio de 2015 se celebraron audiencias de las Complaints II y III ante un Juez de Derecho Administrativo de la FERC, relativo a los periodos de devolución y de prorrogación. El 29 de julio de 2015, las partes presentaron los escritos posteriores a la audiencia y el 26 de agosto de 2015 se presentaron resúmenes de las partes. El 13 de julio de 2015, los NETOs presentaron una petición de revisión de las órdenes de la FERC que establecen procedimientos de audiencia y consolidación de las Complaints II y III ante el Tribunal de Apelaciones de los Estados Unidos. La Decisión Inicial determinó que: 1) para el período de reembolso de 15 meses en la Complaint II, el ROE base debería ser del 9,59% y que el ROE máximo (base más incentivos) debe ser del 10,42% y 2) para el período de reembolso de 15 meses en la Complaint III y prospectivamente, el ROE base debe ser de 10,90% y el ROE máximo de 12,19%. La decisión inicial es la recomendación del Juez Administrativo a los Comisionados de la FERC. Se espera que la FERC tome su decisión final a principios de 2017.

CMP e IU provisionaron las devoluciones de las Complaints I, II y III en consonancia con la decisión final de la FERC de 3 de marzo de 2015 en la Complaint I. La reserva total de CMP e IU asociada con las Complaints I, II y III es de \$21,4 millones y \$4,2 millones respectivamente, a 30 de septiembre de 2016. Si se adoptara como definitiva, el impacto de la decisión inicial sería una reserva agregada adicional para las Complaints II y III de \$17,1 millones antes de impuestos y \$10,2 millones, neto de impuestos, que se basa en la información actualmente disponible para estos procedimientos.

El 29 de abril de 2016, se presentó una cuarta Complaint (Complaint IV) para un período posterior a las reclamaciones anteriores, solicitando que el ROE base fuera del 8,61% y el ROE máximo del 11,24%. El 20 de junio de 2016, la FERC aceptó la Complaint IV, estableció una fecha de vigencia de restitución de 15 meses a partir del 29 de abril de 2016, y sentenció el asunto para el juez de audiencia.

El 6 de diciembre de 2016, tres jueces de la Corte de Apelaciones del Circuito de Distrito Federal escucharon los argumentos orales a la orden final de la FERC. Se espera una decisión en el segundo trimestre de 2017.

- **Net Energy Metering**

El 14 de septiembre de 2016, la MPUC emitió una Notice of Rulemaking sobre la norma del Balance Neto (Net Energy Metering). La Comisión inició una reglamentación para considerar varias enmiendas propuestas a su normativa de balance neto (capítulo 313). En primer lugar, la norma propuesta aumentaría el tamaño máximo para que una instalación generadora pueda ser elegida de 660 kilovatios a un megavatio. En segundo lugar, se reduciría gradualmente la parte de T&D (Transmission and Distribution) de la factura de un cliente que es elegible para compensarse con la producción de la planta generadora, mientras que el balance de la parte de suministro de la factura permanece prácticamente sin cambios. En tercer lugar, protegerá a los clientes que ya tengan NEB (Net Energy Billing) durante quince años. En cuarto lugar, añadirá disposiciones específicas que permiten y proporcionan protección al consumidor para el NEB de la comunidad y los arrendamientos. Como señaló la Comisión en su Aviso de Reglamentación, estas enmiendas propuestas tendrían poco impacto en los clientes existentes de NEB.

CMP presentó comentarios iniciales y su respuesta a la Notice of Rulemaking de la Comisión. Otras partes, incluidos expertos de la industria, también hicieron comentarios. La MPUC tomó una decisión sobre su Notice of Rulemaking el 31 de enero de 2017. La MPUC todavía no ha emitido su decisión final pero sí una notificación indicando que la regla resultante a) protege a los clientes existentes durante quince años, b) para los nuevos clientes, se bloquea durante quince años las condiciones aplicables en el año que entran, y c) mantiene márgenes del incentivo consistentes con los costes decrecientes de la tecnología solar. A continuación se presentan detalles adicionales de la sentencia.

- Grandfathering de los clientes existentes de NEB. Todos los clientes existentes y las instalaciones de los nuevos clientes que se produzcan antes del 1 de enero de 2018 tendrán una antigüedad de 15 años. Esto significa que esos clientes recibirán los incentivos y términos actuales tal como existen hoy
- Grandfathering de Nuevos Participantes a NEB. A medida que los nuevos clientes se suscriban en los próximos 10 años, la compensación de la porción de transmisión y distribución (T&D) de la factura se reducirá gradualmente para reflejar las reducciones en los costes de la tecnología de pequeña generación renovable. Por ejemplo, en el año 1 los clientes de NEB recibirán el valor total de la porción de suministro y el 90% de la porción de T&D por cada año de los quince años.

- Mantener los niveles de incentivos. Los incentivos a los clientes de NEB bajo la nueva norma no deben cambiar el tiempo que le lleva a un cliente recuperar su inversión. La recuperación estimada de las nuevas instalaciones será similar a lo que ha sido históricamente. Como se ha comentado antes, para una instalación firmada en el primer año, se recibe el incentivo completo para la oferta y el 90% del incentivo de T&D durante quince años. A medida que disminuye el coste de la tecnología, el incentivo de T&D también disminuye para los nuevos entrantes. Por ejemplo, para una instalación de nuevos clientes en el segundo año el coste de los paneles solares habrá disminuido, pero el incentivo también disminuirá al 80% para T&D y el incentivo completo para el suministro.
- La Norma sólo aplica a instalaciones solares residenciales en los tejados. Se están construyendo muchos proyectos a lo largo de todo el estado sobre la base de los mecanismos de mercado existentes. La Comisión decidió no abordar proyectos de mayor escala y proyectos comunitarios como parte de las normas de la NEB para asegurarse de que permaneciáramos dentro de nuestra función reguladora y a la luz de iniciativas legislativas en estas áreas.
- Incluye Flujo de Ingresos Basados en el Crédito de Energía Renovable (REC). La nueva Regla permite a un cliente de NEB elegir monetizar el valor de su generación solar y recibir un crédito por ese valor. Las instalaciones de NEB serán clasificadas automáticamente como un Recurso Renovable Clase I de Maine.

- **MNG Rate Case**

El 5 de marzo de 2015, MNG presentó un rate case con el fin de recuperar futuras inversiones y proporcionar un servicio seguro y adecuado. MNG solicitó un ROE del 10,0% y un ratio de fondos propios de 50,0%. La MPUC recomendó un requisito de ingresos por separado para los clientes de MNG Augusta y los clientes de MNG no-Augusta. También recomendó una desautorización de 19,95 millones de dólares de la inversión de Expansión de Augusta basada en la conclusión de que la gestión de MNG del Proyecto de Expansión de Augusta era imprudente.

El 6 de noviembre de 2015, se presentó una estipulación a la MPUC, que fue ejecutada por MNG, la Oficina del Defensor del Pueblo y la Ciudad de Augusta. La estipulación contenía un requisito de ingresos combinados para Augusta y no-Augusta basado en un ROE de 9,55% y un ratio de fondos propios del 50%. La estipulación también preveía una inversión inicial de Augusta de \$ 6 millones y una inversión de \$ 10 millones. El 22 de diciembre de 2015, la MPUC rechazó la estipulación propuesta por no ser de interés público. En enero de 2016, el Juez de Derecho Administrativo estableció un nuevo programa de litigios. El litigio fue suspendido a finales de enero de 2016 para las discusiones de liquidación. Reservamos \$ 6 millones para este caso a finales de 2015.

El 3 de mayo de 2016, todas las partes activas del caso presentaron una estipulación que resolvió todos los asuntos en litigio y reflejaron un plan tarifario a 10 años hasta el 30 de abril de 2026. La MPUC aprobó la estipulación el 17 de mayo de 2016, siendo las nuevas tarifas vigentes a partir del 1 de junio de 2016. La estructura de liquidación para los clientes que no son de Augusta incluye un aumento de los ingresos de entrega de 34,6% en cinco años con un ROE de 9,55% y un ratio de fondos propios del 50%. La estructura de liquidación para los clientes de Augusta incluye un plan de tarifas a 10 años con los clientes existentes de Augusta cobrando tarifas iguales a los clientes que no son Augusta más un recargo que aumenta anualmente durante cinco años. Los nuevos clientes de Augusta tendrán tarifas fijadas basadas en un modelo alternativo del mercado del combustible. En el año siete del plan de tarifas MNG presentará una solicitud de coste de servicio para el área de Augusta para determinar si el plan de tarifas debe continuar. Esta presentación del coste de servicio excluirá \$ 15 millones de la inversión bruta inicial de planta de 2012/2013, sin embargo la estipulación permite una depreciación acelerada de estos activos. Si el coste de la presentación del servicio de Augusta muestra resultados por encima de un ROE de 14,55% entonces el plan de tarifas puede cesar, de lo contrario el plan de tarifas continuaría. Una disolución para la inversión inicial de la planta bruta 2012/2013 no forma parte de la estipulación aprobada. La reserva de \$ 6 millones para este caso fue revertida en mayo de 2016.

### **Producción de electricidad a partir de fuentes de energías renovables**

Respecto a la generación a partir de fuentes de energía renovables, numerosos gobiernos estatales así como el gobierno federal han adoptado medidas e implantado reglamentos para fomentar el desarrollo de la producción eléctrica a partir de recursos renovables. Los programas estatales se han diseñado generalmente en la forma de: 1) *Renewable Portfolio Standards* (RPS), que requieren a las utilities que generen o compren una cantidad mínima de electricidad renovable y 2) incentivos fiscales. Hasta la fecha, el gobierno federal ha apoyado el desarrollo de la energía renovable principalmente mediante créditos fiscales a la producción y a la inversión, así como la amortización fiscal acelerada.

Veintinueve estados y el distrito de Columbia han adoptado RPS obligatorios, que varían según los estados pero generalmente oscilan entre el 15-33% de la generación para el año 2025. Normalmente estas obligaciones son aplicadas a través de un sistema de certificados de energía renovable que verifican que un kWh de electricidad ha sido generado a partir de una fuente renovable. Varios estados han debatido sobre derogar o reducir significativamente los requisitos de sus RPS: en el año 2014 Ohio promulgó una ley para congelar su programa RPS hasta 2017; en el año 2015 Kansas sustituyó su RPS obligatorio por un estándar voluntario del 20% como parte de un compromiso que mantenía las exenciones fiscales existentes a la propiedad. Por el contrario, California en el año 2015 y Oregón en 2016 ha promulgado una legislación para aumentar su RPS al 50%.

La mayoría de los estados ofrecen también distintos incentivos fiscales para promover las inversiones en fuentes de energía renovable. Por ejemplo, Washington y Colorado, entre otros estados, eximen de impuestos la venta y el uso de equipos de energía renovable, lo que reduce considerablemente los costes de desarrollo. Varios estados han reducido los impuestos a la propiedad de las instalaciones de generación de energía renovable a través de la designación de zonas de desarrollo o denominaciones similares, mientras que Minnesota ha sustituido los impuestos sobre la propiedad por un impuesto fijo a la producción. Otros estados, como Texas, promueven la construcción de infraestructuras eléctricas (*Competitive Renewables Energy Zones*) para facilitar el transporte de energía renovable hacia los puntos de carga.

En 1992 el Congreso de los Estados Unidos promulgó una ley que establecía un crédito fiscal a la producción (*Production Tax Credit - PTC*) de 15 dólares estadounidenses por MWh (ajustados por la inflación) para la producción de electricidad a partir de instalaciones de energía eólica durante los primeros 10 años de operación. Este programa ha sido renovado en varias ocasiones y se ha ampliado para incluir la producción de electricidad a partir de otras fuentes renovables, incluida la biomasa, la geotermia, los residuos sólidos urbanos y la energía hidroeléctrica. En 2005, el Congreso estableció un crédito fiscal a la inversión del 30% (*Investment Tax Credit - ITC*) para proyectos de energía solar. El PTC, actualmente valorado en 23 \$/MWh, fue extendido y reducido progresivamente por el Congreso el 18 de diciembre de 2015. Los promotores que inicien la construcción de un proyecto eólico antes de 2017 recibirán el crédito completo, mientras que aquellos que empiecen la construcción entre 2017 y 2019 recibirán un crédito reducido. Estas instalaciones calificadas pueden optar por un ITC del 30% en lugar del PTC. El ITC solar también fue extendido y reducido progresivamente en el Congreso del 18 de diciembre. Los promotores que inicien la construcción de una planta solar antes del 2020 tendrán derecho a recibir el 30% del ITC. Proyectos para los que la construcción se inicie después de 2019 podrán optar a un crédito reducido. El objetivo de los PTC e ITC es que la producción de electricidad a partir de recursos renovables sea más competitiva en relación a las instalaciones de combustibles fósiles y de energía nuclear.

Además de los PTC e ITC, las instalaciones de energía renovable cumplen los requisitos para amortizar fiscalmente de forma acelerada las inversiones en cinco años. Este programa se conoce como MACRS (*Modified Accelerated Cost Recovery System*). Como resultado de la legislación de 2008, 2009, 2013 y 2014, muchas instalaciones puestas en servicio entre 2008 y 2014 se calificaron para aplicar la amortización acelerada que permitía una deducción del 50% de la amortización en el año en que la instalación entraba en servicio. En diciembre el Congreso aprobó legislación para extender y reducir progresivamente este programa. Las empresas podrán durante 2017 deducirse el 50% de ciertas inversiones durante el año en el que se acomete la inversión. Si la inversión se produce en 2018, la deducción podrá ser del 40% y si se produce en 2019 solo se permitirá una deducción del 30%.

Con relación a las redes de transporte interestatales, la FERC ha impuesto una serie de requisitos para los operadores de las redes de transporte para mejorar el acceso y reducir los costes de la generación variable, tales como la eólica y la solar. La adopción de la Orden 764 de la FERC está impulsando cambios en los procesos de programación y otras actividades que aumentarán la precisión de las previsiones y reducirán la necesidad de reservas, resultando en menores costes de integración de las tecnologías.

### 4.3 Regulación sectorial en México

La Reforma Energética de México se inició a finales de 2013 con la reforma de la Constitución Mexicana y conllevó una transformación profunda del sector eléctrico, a través de la creación de un marco regulador completamente nuevo. Como consecuencia de esta reforma constitucional, se promulgaron nueve nuevas leyes durante 2014 y 2015 y se crearon o reformaron 25 reglamentos.

Aunque la reforma energética está centrada principalmente en el sector de hidrocarburos, también ofrece nuevas oportunidades de negocio para la generación, transporte, distribución y gestión de las infraestructuras eléctricas. Esta transformación abre el sector energético a la inversión privada en actividades anteriormente reservadas al Estado, a la vez que respeta el marco regulatorio anterior para los negocios e instalaciones existentes antes de la reforma.

La Ley de Hidrocarburos (LH) regula actividades como el tratamiento y refinado del petróleo, procesamiento del gas natural, exportación e importación de hidrocarburos y productos petrolíferos, transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción y regasificación, marketing y venta minorista de gas natural, hidrocarburos, productos petrolíferos y petroquímicos, junto con la gestión integrada de sistemas. Todas estas actividades están ahora abiertas a la inversión privada y sujetas a la Ley de Hidrocarburos.

Uno de los principales objetivos de la reestructuración de la industria es mejorar la competitividad de la generación de electricidad a partir de fuentes poco emisoras. Posteriormente, con la COP 21 en París, el Congreso y el Senado Mexicano han aprobado la *Ley de Transición Energética LTE*, la cual establece porcentajes mínimos de generación eléctrica a partir de energías limpias. Asimismo establece objetivos de reducción de emisiones para el futuro, lo que aporta un marco jurídico sólido para el desarrollo de proyectos de energía limpia en México.

El marco regulatorio anterior se respeta y se mantienen las condiciones y los derechos para los negocios e instalaciones existentes antes de la reforma (entre ellos los de Iberdrola) lo que proporciona estabilidad y seguridad jurídica.

## 1. Reforma Energética

La Constitución mexicana, reformada en diciembre de 2013, establece que corresponde exclusivamente al Gobierno de México la planificación y el control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como el servicio público de transporte y distribución de energía eléctrica. La generación de energía – excepto nuclear – y la comercialización están completamente abiertas a la inversión privada.

Las redes de transporte y distribución (T&D) permanecerán bajo la propiedad del Estado y serán actividades reguladas, pero el Gobierno de México puede otorgar contratos de servicios a compañías privadas, creando oportunidades para participar en la construcción, operación y mantenimiento de las infraestructuras de T&D.

La *Ley de la Industria Eléctrica (LIE)* regula las actividades del sector eléctrico en México y permite que las empresas privadas puedan generar y vender electricidad en el mercado mayorista, así como invertir en redes de transporte y distribución a través de Asociaciones Públicas-Privadas y otras estructuras legales recogidas en la legislación.

Desde el punto de vista regulatorio, tres organismos tendrán la responsabilidad principal del sector: la Secretaría de Energía ("SENER") tendrá la función de política; La Comisión Reguladora de la Energía ("CRE") tendrá la función reguladora; y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), una nueva agencia descentralizada, administrará la red eléctrica y el Mercado Eléctrico Mayorista

## 2. Secretaría de Energía

Como parte de la Reforma Eléctrica, la Secretaría de Energía (SENER), ha sido facultada para coordinar la planificación centralizada y dirigir la política energética nacional, tanto para el sector de hidrocarburos como eléctrico. SENER también está facultada para garantizar la implementación de las leyes derivadas de la reforma, incluyendo la LTE publicada en diciembre de 2015, para la transición hacia la producción con energía limpia y reducción de emisiones.

Durante la primera mitad de 2015, SENER emitió el "aviso por el que da a conocer el requisito para la adquisición de Certificados de Energías Limpias (CELs) en 2018" fijándose un objetivo del 5% del total del consumo para ese año. En marzo de 2016, publicó el objetivo del 5,8% para 2019. También, se han definido las sanciones por no cumplir los objetivos de CELs.



Durante el segundo semestre de 2015, SENER emitió las directrices del Mercado Eléctrico Mayorista y convocó la primera subasta a largo plazo para CELs, capacidad y energía limpia; Once empresas se adjudicaron contratos para desarrollar más de 1,8 GW de nueva capacidad solar y eólica.

Durante el primer semestre de 2016, SENER convocó la segunda subasta a largo plazo, y veintitrés empresas fueron adjudicadas contratos para desarrollar 2,8 GW de capacidad renovable; El coste de la energía más el CELs resultó un 30% más bajo que el de la primera subasta.

En cuanto a la coordinación y planificación de la red eléctrica nacional, SENER ha publicado en 2015 y 2016, sendas versiones anuales del Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional ("PRODESEN"). Incluyendo proyecciones de generación de energía, demanda y requerimientos de infraestructura de 2016 a 2029.

### 3. Organos Reguladores

Como parte fundamental de la reforma energética, en agosto de 2014, se emitió la nueva ley de los órganos reguladores coordinados en materia energética (la Ley de Órganos Reguladores) que establece que los órganos reguladores en materia energética serán la Comisión Nacional de Hidrocarburos (**CNH**) y la Comisión Reguladora de Energía (**CRE**).

CRE y CNH son los órganos reguladores más relevantes del sector energético. Tienen personalidad jurídica propia, autonomía técnica y de gestión, así como autosuficiencia presupuestaria. La integración de estos órganos reguladores estará compuesta por un órgano de gobierno integrado por siete comisionados, así como una secretaría ejecutiva.

La CRE existe desde 1995 como organismo con atribuciones para el otorgamiento de permisos y emisión de disposiciones administrativas en materia de electricidad, transporte de gas y emisión de algunas tarifas reguladas de gas natural y gas licuado de petróleo.

Como consecuencia de la Reforma Energética, las facultades de la CRE aumentaron significativamente para incluir el transporte y comercialización de hidrocarburos y derivados como la gasolina, nafta, diésel, etc.

En materia de energía eléctrica, las principales facultades de la CRE son: emitir futuros, modificar las bases del mercado eléctrico mayorista (MEM), definir términos de las subastas y ofertas, vigilar la operación del MEM, emitir reglas de transacciones entre generadores y comercializadores, autorizar los modelos de contrato y las subastas, regular en materia de confiabilidad, definir los requisitos de potencia y costes de operación, regular y definir la metodología de las tarifas reguladas y los modelos de contratos para los servicios de transporte, distribución y suministro básico, expedir los modelos y autorizar las especificaciones técnicas de interconexión de centrales y usuarios, expedir normas sobre redes inteligentes, etc. Otros roles de la CRE incluyen otorgar permisos para los participantes del mercado, emitir Certificados de Energías Limpias y otros instrumentos para promover las energías limpias, la resolución de controversias y la aplicación de multas relacionadas con el incumplimiento de los participantes del mercado.

En materia de hidrocarburos, corresponde a la CRE regular y promover el desarrollo de las actividades de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción y regasificación, de todos los hidrocarburos.

La CNH tendrá como objeto fundamental regular y supervisar la exploración y la extracción de hidrocarburos. También, es el responsable de la promoción, licitación y suscripción de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.

#### 4. Centro Nacional de Control de Energía

México ha creado el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) como un organismo público descentralizado, con autoridad para ejercer el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional y operar en el mercado eléctrico mayorista. CENACE tiene completa autonomía y actúa bajo la autoridad de SENER y CRE para controlar la participación de generadores y suministradores en el mercado, adquirir y proveer electricidad en un entorno competitivo, convocar y gestionar las subastas a largo plazo de potencia, energía y CELs.

CENACE garantiza el libre acceso a las instalaciones de transporte y la distribución a todos los participantes en el mercado, públicos y privados.

Adicionalmente, el CENACE opera y realiza la planificación y expansión de la totalidad del Sistema Eléctrico Nacional, mediante su programa de desarrollo (PRODESEN) el cual se encuentra sujeto a la supervisión de SENER y posteriormente de la CRE.

Durante la primera mitad de 2015, CENACE recibió de CFE todos los activos relevantes para poder ejercer sus funciones. Asimismo publicó sus estatutos internos, entregó el borrador del PRODESEN a SENER y publicó la primera versión de los criterios de interconexión.

Durante 2016, CENACE lanzó la primera fase del Mercado Eléctrico Mayorista, realizó la segunda subasta de CELs, Energía Limpia y Capacidad y emitió el primer resultado del proceso de Mercado de Equilibrio de Capacidad.

#### 5. Ley de CFE

Mediante la Ley de la CFE emitida en agosto de 2014, se establece que CFE pasa a ser una empresa productiva del Estado de propiedad exclusiva del Gobierno Federal. La nueva CFE tiene autonomía presupuestaria y de gobierno, con Consejo de Administración, formado por miembros de las secretarías incumbentes (SENER, Hacienda, etc...), y consejeros independientes. Esta ley tiene por objeto regular la organización, administración, funcionamiento, operación, control, evaluación y rendición de cuentas de la CFE, así como establecer su régimen especial en materia de empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, remuneraciones, adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras, bienes, responsabilidades, dividendo estatal, presupuesto y deuda.

La nueva CFE operará a través de sus empresas subsidiarias y de filiales y participará en la generación, transporte, distribución y comercialización, a fin de facilitar la participación de la inversión privada en el Mercado Eléctrico Mayorista. En el segundo semestre de 2016, la CRE asignó las centrales eléctricas de CFE a sus seis empresas filiales de generación. Asimismo, CFE informó que sus empresas filiales de transporte, distribución y comercialización ya están trabajando independientemente.

Durante el año 2016, CFE realizó la separación legal y la reestructuración de activos, y comenzó cautelosamente la operación de sus empresas subsidiarias y filiales recién creadas como entidades separadas en el Mercado Eléctrico Mayorista. El proceso se retrasó significativamente, especialmente debido a la complejidad de la separación de activos, trabajo y administración.

Un éxito muy significativo de CFE durante 2016 fue la renegociación del Contrato Sindical, lo que redujo significativamente la carga del pasivo por pensiones en el Balance de CFE.

## 6. Transporte y Distribución

De acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica, el Estado mexicano llevará a cabo las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica como servicio público y a través de empresas productivas del Estado (EPE) o sus subsidiarias. La separación legal de CFE permitirá crear estas entidades como compañías de libre acceso. También, se deja abierta la posibilidad para que el Estado, a través de sus transportistas o distribuidores, forme asociaciones o celebre contratos con particulares para la realización de las actividades relacionadas a este servicio público, tales como la financiación, instalación, mantenimiento, gestión, operación, ampliación, modernización, vigilancia y conservación de la infraestructura necesaria para la prestación de este servicio.

Uno de los elementos clave en este tema es la implementación de una línea de transporte de corriente continua de alta tensión que conectará a Ixtepec (una de las zonas de generación de energía renovable más importantes de México) con la zona central del país; La solicitud de licitación y el paquete de licitación preliminar se emitió en el último trimestre de 2016.

## 7. Generación y Comercialización

La Ley de la Industria Energética (LIE) dispone que la generación de energía eléctrica y la comercialización pueden ser desarrolladas por empresas públicas o privadas sujetas al cumplimiento de los permisos y a las reglas del mercado. Cuando la potencia de una planta de generación sea igual o superior a 0,5 MW requerirá de un permiso de la CRE.

Hay dos tipos de permisos requeridos para suministrar energía eléctrica: 1- suministro básico con tarifa regulada (para aquellos consumidores con demanda inferior a 1 MW a partir de agosto 2016) o 2- suministro cualificado a través del mercado mayorista de electricidad en condiciones liberalizadas para los consumidores con una demanda de 1 MW o superior.

SENER puede revisar y reducir el umbral del 1 MW para optar por el suministro calificado. Sin embargo, convertirse en un consumidor cualificado es opcional y sólo es obligatorio para los nuevos clientes.

## 8. Energía Geotérmica

La Ley de Energía Geotérmica y su regulación correspondiente regula la exploración y utilización de los recursos geotérmicos subterráneos para generar electricidad. Mediante estos instrumentos se abre a la iniciativa privada la oportunidad del aprovechamiento y explotación de estos recursos mediante procesos de subasta de los recursos geotérmicos existentes y prospectados. Adicionalmente, se reformaron la Ley de Aguas Nacionales y su reglamento a fin de reconocer y dar trato diferenciado al agua geotérmica de manera compatible con la explotación de su recurso térmico bajo la Ley de Energía Geotérmica.

## 9. Mercado Eléctrico Mayorista

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) comenzó a operar en enero de 2016 tal y como se establecía en la LIE. Se trata de un mercado nodal de precios marginales operado por CENACE donde los generadores de energía eléctrica, comercializadores y consumidores cualificados pueden interactuar comprando y vendiendo energía, capacidad, servicios de ajuste, CELs y Derechos Financieros de Trasmisión en el Mercado de Día en Adelante, en el Mercado Horario y en el de Tiempo Real.

Las Reglas de Mercado aún se están desarrollando y emitiendo. Las Bases de Mercado se emitieron durante el año 2015, y con base a ellas, se emitieron varios Manuales durante el año 2016 como el Manual de las Subastas de Largo Plazo, el Manual del Mercado de Energía a Corto Plazo, el Manual de Registro de Participantes en el Mercado, el Manual de Derechos Financieros de Transmisión, el Manual del Sistema de Información de Mercado, el Manual de Mercado de Capacidad y el Manual de Generación Distribuida.

## 10. Contenido Nacional

La LIE no exige un porcentaje mínimo de contenido nacional en las infraestructuras de la Industria Eléctrica. Sin embargo, señala que la SENER establecerá los porcentajes mínimos y demás condiciones de contenido nacional, en los contratos que realice y que la Secretaría de Hacienda establecerá la metodología para medir el grado de contenido nacional en la industria eléctrica.

## 11. Uso y ocupación superficial

El LIE dispone que las redes de transporte y distribución son un servicio público y deben ser tratadas como actividades estratégicas en materia de derechos de paso. Esto permite un mayor acceso a las instalaciones y derechos de vía del sistema eléctrico nacional. La CRE emitirá disposiciones que permitan el acceso y la remuneración justa.

## 12. Subsistencia del régimen anterior para permisos, centrales y contratos existentes de la industria eléctrica

Los generadores privados que cuentan actualmente con un permiso de generación otorgado al amparo de la derogada Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), mantendrán sus permisos y términos vigentes, siempre y cuando estos no contravengan lo dispuesto por la LIE. Una vez que el MEM entre en operación, dichos generadores (autabastecimiento y Productores Independientes de Energía (PIE)) tendrán la opción de migrar parcial o totalmente al sistema de mercado. Los generadores que a la entrada en vigor de la LIE cuenten con contratos de interconexión expedidos bajo el régimen anterior (Contratos de Interconexión Legados, **CIL**), deberán tener en cuenta que estos contratos ya no podrán ser prorrogados una vez terminada su vigencia.

Las solicitudes de permisos para las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, importaciones o exportaciones realizadas antes de agosto 2014 se resolverán en los términos y condiciones de la LSPEE, siempre que sus instalaciones comiencen a operar antes de 31 de diciembre 2019.

## 13. Las tarifas eléctricas

La transición de CRE como una nueva entidad responsable de la emisión de las tarifas eléctricas reguladas (transporte, distribución, suministro básico y suministro de último recurso) sigue en proceso, retrasado fundamentalmente por la separación legal de la CFE y las complejidades de la asignación de los costes asociada a ella. Todas las Tarifas Reguladas emitidas durante 2015 y 2016 son porciones de la tarifa regulada aditiva aún por totalizar. El principio de las nuevas tarifas se basa en la recuperación de los costes de generación, servicios conexos, los costes de transporte y distribución, certificados de energía limpia y otros costes recuperables y objetivos de recaudación.

Se espera que estas tarifas utilicen fórmulas similares que el régimen anterior durante un período transitorio del 2016 a 2018.

Como principal mecanismo para promover la reducción de las pérdidas no técnicas derivadas del fraude de clientes, la CRE ha impuesto objetivos de recaudación a las empresas de transporte y distribución.

#### 14. Funcionamiento del Sistema Gasista

Como parte de la Reforma Energética, el antiguo propietario del Sistema de Transporte de Gas Natural, Petróleos Mexicanos (PEMEX) se divide en las siguientes filiales y subsidiarias: Pemex exploración y producción, Pemex transformación industrial, Pemex perforación, Pemex logística, Pemex cogeneración y servicios, Pemex fertilizantes y Pemex etileno como está definido en Ley de Petróleos Mexicanos emitida en agosto de 2014.

Esta ley transforma a PEMEX en una empresa productiva de propiedad estatal que realiza actividades de negocios con objetivos de rentabilidad. Simultáneamente a esta transformación, el sistema de transporte de gas natural ha sido trasladado de PEMEX a CENAGAS, Centro Nacional de Control de Gas Natural, con el fin de promover un mercado abierto para el transporte, distribución y comercialización de gas. De acuerdo con el principio de la regulación asimétrica, PEMEX no puede integrar el transporte y la comercialización de gas bajo la misma empresa.

CENAGAS ha emitido el programa de desarrollo de gas natural estratégico para los próximos cinco años. CENAGAS empezó a operar formalmente en 2016.

Como parte de este programa, y con el fin de reducir el consumo de *fuel oil*, CFE convocó varios procesos de licitación para contratar el servicio de transporte de gas natural mediante empresas privadas. La gran mayoría de estos gasoductos estarán en funcionamiento en 2018, aumentando así la disponibilidad de gas natural para la generación de energía eléctrica y reduciendo las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector. Al mismo tiempo, el Gobierno a través CENAGAS está promoviendo varios gasoductos destinados a ampliar el sistema de transporte de gas existente.

Los sistemas de transporte y almacenamiento de gas natural incorporados en el nuevo esquema tarifario integrado deben cumplir con los siguientes criterios: formar parte de un sistema interconectado, mejorar la seguridad, la continuidad, los niveles de redundancia y la eficiencia de los sistemas integrados.

Los Permisos de Transporte Legados del régimen anterior (permisos concedidos antes de la reforma energética) para autoabastecimiento y para los contratos a largo plazo de suministro de gas natural con Pemex, requeridos por las plantas eléctricas, permanecerán en vigor y no se verán afectados negativamente por los cambios del nuevo marco regulatorio.

Durante el segundo semestre de 2016, CENAGAS fue facultada para realizar los procesos para futuras subastas de transporte de gas natural (a partir de ahora ya no tienen la exclusividad CFE o Pemex). Adicionalmente, los derechos de capacidad de SISTRANGAS fueron transferidos a CENAGAS para controlar la gestión.

SENER emitió una Política Pública para crear un Mercado Abierto de Gas Natural para 2018, con el fin de facilitar la entrada de nuevos agentes y reducir el papel de Pemex en la comercialización.

Como parte de esta política pública, CENAGAS lanzó una Temporada Abierta para la Capacidad de Transporte en el SISTRANGAS, la cual otorgará derechos de capacidad firme a los ganadores para el año 2017 y ayudará a identificar las secciones que necesitan ser ampliadas en el futuro. La Temporada Abierta es para toda la capacidad disponible que no ha sido reservada o contratada bajo contratos de suministro a largo plazo preexistentes

## 4.4 Regulación sectorial en Brasil

### 1. Tarifas

La actividad de distribución de energía eléctrica desarrollada por los negocios conjuntos Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia, S.A. (COELBA), Companhia de Eletricidade do Rio Grande do Norte, S.A. (COSERN) y Companhia Energética de Pernambuco, S.A. (CELPE); y la sociedad dependiente Elektro Electricidade e Serviços, S.A. (ELEKTRO), compañía de distribución que opera en los estados de Sao Paulo y Mato Grosso do Sul, se encuentra sometida al marco regulatorio brasileño.

En concreto, el marco regulatorio brasileño se basa en el establecimiento de tarifas máximas cuya revisión tiene lugar cada cuatro o cinco años dependiendo del contrato de concesión de cada compañía y son actualizadas anualmente por el regulador. COELBA y COSERN tienen un periodo de revisión de cinco años y CELPE y ELEKTRO de cuatro años.

Las tarifas son actualizadas anualmente por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) mediante un proceso de revisión anual que considera la inflación, un factor de eficiencia ex ante y las variaciones en los componentes de costes no gestionables como, por ejemplo, el coste de compra de energía y los peajes de transporte.

Las tarifas tienen dos componentes:

- **Parcela A:** corresponde a las compras de energía, los contratos de servicios de transporte de electricidad y otros costes no gestionables por el distribuidor que son traspasados íntegramente a tarifa final.
- **Parcela B:** se determina como la suma de (i) el retorno de la base regulatoria no amortizada (WACC regulatorio aplicado al valor de reposición de las instalaciones de distribución no amortizadas), (ii) el retorno de capital (índice de amortización regulatorio aplicado al valor bruto de los activos), (iii) los gastos de operación y mantenimiento, y un coste por la parte de la facturación que es incobrable (el regulador define porcentajes de morosidad según el tipo de concesión). Los gastos de operación y mantenimiento se calculan mediante un modelo de referencia que compara todas las compañías de distribución del país y determina los niveles eficientes de coste.

En junio de 2014, ANEEL inició el debate sobre el Cuarto ciclo de revisión tarifaria mediante la apertura de una audiencia pública, que incluye cambios en la metodología de cálculo de los costes operativos, la remuneración del capital (WACC), la base de activos regulatorios (RAB), los ingresos no recuperables y las pérdidas de distribución.

En mayo de 2015, fueron aprobadas metodologías en relación con el Cuarto ciclo de revisión tarifaria y aplicadas a ELEKTRO en su revisión de las tarifas en agosto de 2015. Los principales puntos son:

- **WACC:** el WACC regulatorio aprobado para el Cuarto ciclo es de 8,09%, tasa real después de impuestos, superior al del Tercer ciclo (7,5%).
- **OPEX:** El OPEX a utilizar el primer año del ciclo fue confirmado y representa un margen positivo a las compañías eficientes.
- **Pérdidas no-técnicas:** en el caso de compañías eficientes, el objetivo será definido por la media histórica en vez del mínimo histórico.

- **Ingresos incobrables:** la incobrabilidad se determina mediante una comparativa *benchmarking* para la que se utiliza una base de datos de morosidad de 49-60 meses. La neutralidad de los incobrables está garantizada por los cargos sectoriales y la cuenta de banderas tarifarias. Los resultados obtenidos representaron una mejora respecto a la propuesta inicial.
- **Activos de terceros (obligaciones especiales):** inclusión de un honorario para operar activos de terceros. Es una mejora importante respecto ciclos previos.
- **Factor X:** aprobado el factor X para el sector, que es del 1,53% (en comparación al 1,91% de la propuesta inicial de ANEEL).
- **Base Reguladora de Activos (RAB) y Activos No-Eléctricos:** la nueva metodología para el cálculo del RAB no fue aplicada en la revisión de ELEKTRO pero será aplicada en las compañías distribuidoras de NEOENERGÍA. De acuerdo con la nueva metodología, los valores de los costes adicionales de los activos (principalmente personal) y componentes menores se obtienen de una base de datos de precios de referencia. La metodología de activos no-eléctricos también tiene un actualizador de datos y se espera que refleje mejor los costes de las compañías.

El 25 de agosto, ANEEL aprobó la cuarta revisión de tarifa de ELEKTRO, la cual incrementó las tarifas en una media de 4,2% (0,68% clientes residenciales y 9,32% clientes industriales). Algunos aspectos a destacar del Cuarto ciclo son los siguientes: todas las inversiones realizadas fueron reconocidas en el RAB, tasa de remuneración más alta (del 7,5% a 8,09% después de impuestos), márgenes positivos de OPEX, remuneración de activos de terceros y un factor X menor.

El objetivo de la revisión anual es asegurar que el coste del componente A se transmiten a los consumidores y que el coste del componente B se mueve en línea con la inflación y con el factor de eficiencia predeterminado. Se utiliza un mecanismo anual de seguimiento para registrar los desequilibrios del componente A, que deben ser trasladados a las tarifas en el siguiente proceso tarifario.

Respecto a la exposición financiera de los distribuidores debido a un incremento en costes a principios de 2015, se realizó una revisión de tarifa extraordinaria para preservar la estabilidad económica y financiera.

El 23 de agosto de 2016, ANEEL aprobó la revisión anual de ELEKTRO, que redujo sus tarifas en un 13,40% de media (-12,28% para clientes residenciales y -15,02% para clientes industriales). Esta disminución de la tarifa fue motivada fundamentalmente por la reducción del componente A en un -4,53%, (debido a la disminución de la cuenta CDE, mejora de la situación hidrológica en comparación con 2015 y la reducción en la tarifa de compra de energía de Itaipú). Sin embargo, el componente B presentó un incremento del 9,11%, ajustado por el índice de inflación IGP-M menos el factor X

## 2. Compra de Energía

En cuanto a la actividad de generación de energía eléctrica, la revisión del modelo del sector eléctrico brasileño implantado en 2004 introdujo nuevas reglas en relación a la responsabilidad de planificación y expansión del parque de generación, eliminando de manera significativa los riesgos de nuevos racionamientos. Esta expansión se realiza a través de licitaciones públicas de proyectos de generación, donde resulta adjudicatario quien oferta el menor precio en reales brasileños por MWh generado y a cambio obtiene una concesión o autorización de entre 20 y 35 años (dependiendo de la tecnología) para explotar la central a través de un contrato de venta y un precio predefinido desde el momento de la licitación.

Desde 2013, Brasil ha experimentado algunos cambios estructurales importantes en la normativa del sector eléctrico.

Mediante la Ley 12.783 (la anterior Ley Provisional 579) de 11 de enero de 2013, el Gobierno Federal hizo oficial la reducción de las tarifas de electricidad (dando lugar a la revisión tarifaria extraordinaria aplicada el 24 de enero de 2013) y estableció las normas para la renovación de las concesiones de generación, transporte y distribución que expiraban entre 2015 y 2017. Esta ley permitió a esas empresas extender sus concesiones mediante la renovación anticipada de sus contratos bajo condiciones específicas. Como resultado de las nuevas normas, algunos generadores decidieron no renovar sus concesiones. La energía generada por los productores que sí decidieron renovar se distribuyó a los distribuidores a través de cotas, que, sin embargo, no fueron suficientes para satisfacer las necesidades del mercado. Adicionalmente, algunos contratos de compra de energía casada en nuevas subastas fueron suspendidos o pospuestos debido al retraso en los programas de construcción o la revocación por parte de ANEEL.

Por lo tanto, los desajustes entre los requisitos de energía (cargas) y los recursos (contratos de compra de energía) llevaron a los distribuidores a comprar energía en el mercado spot, con el consiguiente aumento del coste de compra de energía y el mayor impacto en los flujos de caja. Adicionalmente, las condiciones hidráulicas han sido desfavorables desde el último trimestre de 2012 cuando los niveles de los embalses de las plantas hidroeléctricas alcanzaron niveles muy bajos, lo que implicó una mayor producción con centrales térmicas, cuyos precios son mucho más altos. Como consecuencia, hubo un aumento significativo de los costes de energía que impactó de manera temporal los resultados de los distribuidores.

Parte de este aumento de costes se compensó con fondos gestionados por el Gobierno a través de la cuenta de desarrollo energético y a través de préstamos suscritos por varias instituciones financieras (cuentas ACR). Estos recursos sumaron 10.000 millones de reales brasileños aproximadamente para cubrir los gastos extraordinarios de 2013 y 18.800 millones de reales brasileños para los de 2014. Los costes extraordinarios no cubiertos por estos fondos se han trasladado a las tarifas de los clientes en los reajustes de tarifas anuales.

Estos recursos financieros ayudaron a minimizar los problemas de liquidez de los distribuidores durante 2013 y 2014, pero de acuerdo a las normas IFRS (International Financial Reporting Standards), no tenían permitido considerar los activos y pasivos regulatorios en sus balances. Por ello, ANEEL abrió la Audiencia Pública 61/2014 para debatir una modificación al contrato de concesión de los distribuidores con el fin de tener en cuenta la compensación de los activos y pasivos regulatorios al final de la concesión y así permitir su reconocimiento en sus estados financieros. La modificación fue firmada por los distribuidores en noviembre de 2014 y actualmente estos activos y pasivos son reconocidos por las normas IFRS.

Durante la Audiencia Pública 64/2014 ANEEL debatió criterios de cotas de asignación en relación con la energía de los generadores cuyas concesiones habían expirado. El Decreto Federal 7805/2012 estableció la asignación de nuevas cotas de energía de conformidad con el tamaño del mercado (excepto la asignación que ocurrió en 2013, que no siguió esta pauta para lograr reducciones arancelarias equitativas entre los distribuidores). Como resultado, en 2015, ANEEL aprobó un criterio de asignación que favorece la exposición al mercado spot pero que sigue la proporción del tamaño del mercado en los años posteriores.

En 2015 se modificaron los precios mínimos y máximos de energía en el mercado spot, tras negociaciones en audiencia pública, pasando de 15,62 reales brasileños por MWh como precio mínimo y 822,83 reales brasileños por MWh como precio máximo en 2014 a un mínimo de 30,26 reales brasileños por MWh y un máximo de 388,48 reales brasileños por MWh en 2015. Esta modificación permitió una reducción significativa en la exposición de los flujos de caja de los distribuidores.



Después de las tensiones debidas a la falta de lluvia en 2014 y principios de 2015 (que plantearon la posibilidad inminente de racionamiento) los embalses, especialmente del sudeste y centro-oeste, fueron capaces de recuperarse y cerrar el mes de noviembre con el 27,55% de su capacidad, muy por encima de la registrada en el mismo periodo de 2014. La previsión de cierre del año 2015 es del 33,8% de su capacidad.

A pesar de la mejoría de las condiciones hidrológicas, la desaceleración económica observada durante tres trimestres consecutivos ha tenido efectos negativos significativos en el mercado de la distribución. Las expectativas para 2016 son un crecimiento negativo para el PIB brasileño, por ello, se espera que el mercado del sector eléctrico continúe especialmente afectado por la disminución en la demanda industrial. En consecuencia, los distribuidores están haciendo frente a posibles escenarios de sobrecontratación (por encima del 105%) para el próximo año. En diciembre de 2013, todos los contratos de energía para el año 2016 estaban basados en proyecciones totalmente diferentes a las actuales, y, por lo tanto, las variaciones fuera del alcance de la gestión de distribución junto con otras condiciones desfavorables del mercado han producido una sobrecontratación (a pesar de los esfuerzos de la compañía para mitigarlos). Los principales factores responsables de esta situación son: las cotas, la migración de los clientes especiales a mercado libre y otras variaciones resultantes de una caída del mercado mayor que la energía que no pudo ser contratada (frustración) en las subastas de energía. Una vez que los distribuidores han identificado las dificultades, se han iniciado las negociaciones con el Ministerio de Minas y Energía y ANEEL para contrarrestar los efectos no controlables y neutralizar los riesgos.

En 2016, con la crisis política y con el proceso de destitución de la ex presidenta Dilma Rouseff, la situación económica se ha deteriorado y el país ha sufrido una caída del PIB del 4,0% en el tercer trimestre, además de un aumento de los índices de inflación como el IPCA y el IGPM. Sin embargo, a fines de año, después de que Michel Temer se convirtiera en presidente, el IGP-M y el IPCA tuvieron una recuperación, pero se espera que GPD disminuya en cómputo anual. Estas condiciones contribuyeron a una caída en el consumo de energía empeorando la situación de sobrecontratación de las distribuidoras. El superávit de Elektro superaba el 105% reconocido con cargo a las tarifas. A lo largo de 2016, ABRADDEE y ANEEL y han aprobado un amplio número de medidas para solucionar esta situación:

- Como resultado de la Audiencia Pública 04/2016 se considera exposición involuntaria (y por ello con cargo a tarifa) toda aquella energía procedente de los contratos de cotas que supere el volumen necesario para cubrir el montante de reposición (reemplazar energía de los contratos que llegan a su fin). Esta medida redujo la exposición de Elektro en 6,9%.
- ANEEL anunció el resultado de la Audiencia Pública 085/2013, que trató de la reducción de los contratos de compra de energía de los distribuidores (PPAs-Power Purchasing Agreements) debido a la migración de clientes especiales al Mercado Libre de Energía. ANEEL aprobó la reducción de futuros PPAs debido a la migración de Clientes especiales.
- Posibilidad de firmar acuerdos bilaterales entre distribuidores y generadores, con suspensión temporal del PPA.
- El Ministro de Minas y Energía publicó el decreto nº 8.828, que exime a los distribuidores sobrecontratados de la obligación de contratar el montante de reposición. La medida les otorga más flexibilidad, ya que estos distribuidores no serán penalizados si no compran energía para reemplazar contratos que vayan a expirar. Para Elektro, habrá impactos directos a partir de 2020 (cuando tenga obligaciones de reemplazo).

- Elektro y ABRADEE están discutiendo con ANEEL, como extensión y consecuencia del decreto 8.828, un ajuste en el cálculo del "cargo a tarifa de la energía procedente de las cotas", considerando que los distribuidores sobrecontratados ya no son penalizados por no comprar el montante de reposición.
- En agosto, la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) inició la ejecución del Mecanismo de Compensación de Energía Nueva (MCSD Energía Nova), que permite a los distribuidores contratados en exceso negociar reducciones contractuales con los generadores. Se han procesado tres mecanismos en 2016, con período de suministro de julio a diciembre, agosto a diciembre y octubre a diciembre. Los resultados de estos tres procesos permitieron a Elektro reducir el 2,3% de su superávit energético.
- Reprocesamiento retroactivo de MCSD Energía Nova para los meses de julio y agosto de 2016, permitiendo la participación de generadores que no pudieron participar previamente. Se espera que el resultado se publique en febrero de 2017.

Adicionalmente, existen otras acciones pendientes de que ANEEL y MME publiquen la normativa definitiva (se espera para principios de 2017):

- Considerar como involuntaria la sobrecontratación relacionada con la migración de clientes especiales al libre mercado en 2016.
- Adecuar el cálculo de la sobrecontratación para no considerar las cantidades de energía contratadas por los distribuidores a Belo Monte, dado que se ha retrasado la entrega de energía por problemas durante la construcción de la planta.

Más allá de las acciones mencionadas para 2016, existe un plan de acción para mitigar la sobrecontratación prevista para 2017: (1) conversión de contratos de capacidad en contratos de energía de reserva; (2) revisión de la garantía física de las centrales eléctricas que venden su energía en cotas; (3) posibilidad de vender energía interrumpible con descuento; (4) Nueva MCSD de Energía Nova y acuerdos bilaterales; (5) comercio de energía entre distribuidores y consumidores libres (permitido por la Ley 13.360 / 2016).

Desde que Michel Temer fue nombrado Presidente, se han propuesto muchas reformas para recuperar la confianza de la economía y de los inversores. También se ha aprobado un plan de reducción del gasto público. En el sector energético, se ha anunciado la privatización de las distribuidoras de Eletrobrás, que se espera que concluya a fines de 2017. Además, el 30 de noviembre, concluyó la subasta de CELG (después de un primer intento frustrado y de una reducción del precio máximo de 2.800 a 1.700 millones de BRL). La italiana ENEL fue la ganadora (y la única que presentó ofertas) con un fondo de comercio de 0,5 mil millones.

En octubre de 2016, se celebró la subasta de líneas de transporte en la que se contrataron 21 lotes de los 24 que se subastaban. Esto fue posible gracias a que ANEEL mejoró la tasa de interés del Ingreso Anual Permitido (RAP), dado que la primera edición de esta subasta, celebrada antes de la llegada al gobierno de Michel Temer, fue poco atractiva y sólo se contrataron 10 lotes de un total de 24.

Según el informe de expectativas de mercado de Focus publicado el 30 de diciembre, se espera que el PIB de 2016 se reduzca un -3.49%. Para 2017, se prevé un aumento del 0,5%, y se espera que el índice de inflación IPCA se reduzca a 4,87%, casi alcanzando el objetivo del 4,5%.

### 3. Otros cambios regulatorios

El 29 de diciembre de 2014, mediante la Resolución 4947/2014, se aprobó la implantación del sistema de “banderas tarifarias” para ser aplicado a partir de enero de 2015. Este procedimiento establece ajustes tarifarios a corto plazo mediante el uso de indicadores en el componente de coste de la energía de las tarifas finales. Las “banderas tarifarias” se determinan mensualmente y su objetivo es mitigar la exposición de los flujos de caja de los distribuidores a los altos precios de la energía, reduciendo la diferencia entre el precio pagado por los distribuidores por la energía en el mercado spot y el precio pagado por los consumidores a través de la tarifa. La “bandera verde” indica costes de compra de energía bajos basados en un suministro esencialmente hidroeléctrico y no implica cambios en la tarifa a pagar por los consumidores. La “bandera amarilla” indica que los costes de generación se están incrementando debido al uso de energía térmica en el mix de generación, aumentando el precio en 25 reales brasileños por MWh. La “bandera roja” indica situaciones en las que los costes de suministro se estarían encareciendo por el uso de centrales térmicas poco eficientes, en este caso se añaden 55 reales brasileños por MWh en la tarifa final. Los valores de cada “bandera tarifaria” se revisan anualmente o cuando sea necesario. En diciembre 2015, momento desde el que las plantas térmicas más caras fueron cerradas reduciéndose así los costes de generación, ANNEL decidió que la “bandera roja” tendría su coste adicional dividido en dos niveles; el nivel 2 añade 55 reales brasileños por MWh y el nivel 1 añade 45 reales brasileños por MWh. De abril a diciembre de 2016, excepto en noviembre, se ha aplicado bandera verde, sin coste adicional a la tarifa.

El 27 de agosto de 2015 se abrió la audiencia pública para establecer las tarifas de los asociados de ABRACE (Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres). El cargo CDE (Conta de Desenvolvimento energético) se calcula proporcionalmente al nivel de consumo para todos los consumidores, lo que significa que los grandes consumidores pagan, consecuentemente, más. ABRACE está en desacuerdo con el método de cálculo del cargo CDE y ha ganado un requerimiento que le permite no pagar una parte del cargo. El resultado de la audiencia pública no tendrá impacto en los resultados de ELEKTRO pero sí supone un desequilibrio temporal de los flujos de caja. El 24 de septiembre de 2015, el Comité Ejecutivo de ANEEL debatió los resultados de la audiencia pública y tomó la decisión de publicar un nuevo valor tarifario para los asociados de ABRACE de acuerdo con lo determinado por el requerimiento. El impacto será retroactivo a la fecha de dicha orden, es decir, a 3 de julio de 2015. ANEEL está intentando revertir la decisión judicial. ABRADDEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica) ha presentado una medida cautelar para proteger a los distribuidores de cualquier efecto, pero todavía no existe decisión judicial; por lo tanto, la orden judicial de ABRACE está aún vigente. En diciembre de 2015, ABRADDEE obtuvo una orden judicial que permite a los distribuidores descontar de la cuota de la CDE las cantidades no cobradas por las nuevas tarifas publicadas.

En junio de 2016, los socios de ANACE (Asociación Nacional de Consumidores de Energía) obtuvieron otra resolución judicial que les eximía de pagar en concepto de CDE desde enero de 2016. El 12 de junio de 2016, la ANEEL publicó el Despacho 1576, que regula la operación del proceso y permite a las distribuidoras descontar de la CDE los ingresos incobrables desde el inicio del efecto de la orden judicial de ABRACE, es decir desde el 3 de julio de 2015.

En cuando a la transferencia de activos de sub-transporte, en 2015 se abrió una audiencia pública para recabar apoyos de agentes a la propuesta diseñada por ANEEL. Sin embargo, la propuesta de ANEEL no gustó a muchos de los agentes involucrados y todavía existe fuerte resistencia a la transferencia por parte de los agentes de transporte. En 2016, se abrió una segunda fase de la Audiencia Pública, que incluye menos activos que la anterior y más fácil de implementar. Todavía está pendiente la posición final de ANEEL sobre este tema.

El 24 de mayo de 2016, ANEEL abrió una audiencia pública para proponer la modificación al contrato de concesión de los distribuidores que aún no han renovado su concesión, en los términos de la Ley nº 12.783 / 2013, como es el caso de Elektro. ANEEL alega que las nuevas normas aprobadas para los procesos de Ajuste Tarifario son más adecuadas y, si el concesionario está de acuerdo, la agencia puede permitir la firma de una adenda que incorpore estos cambios al contrato de concesión vigente. La propuesta, sólo discute las cláusulas económicas relativas a las tarifas de distribución. Algunos cambios propuestos son:

Sustituir el índice IGPM por el IPCA para actualizar la parcela B (costes gestionados por el distribuidor)

Neutralidad total de la parcela A (compra de energía, costes de red y otros cargos regulatorios); también propone migrar la provisión por deudas incobrables de la parcela A a la parcela B.

Ampliar el plazo de las revisiones tarifarias a 5 años

El 6 de septiembre de 2016, ANEEL abrió otra audiencia pública para evaluar la mejora de los procedimientos tarifarios aplicables a los distribuidores que ya renovaron sus concesiones y a las concesiones que opten por adherirse a las condiciones tarifarias del nuevo contrato. El objetivo es definir la metodología y las fórmulas de las nuevas reglas de cálculo de tarifas (PRORET).

En julio de 2016, ANEEL publicó una convocatoria pública para llevar a cabo un proyecto estratégico de Investigación y Desarrollo (I+D) denominado: “Mejora del modelo de negocio del sector energético”. La propuesta tiene como objetivo revisar y discutir el mercado del sector y el modelo de negocio en su conjunto. Se espera que el proyecto comience en 2017 y termine a mediados de 2018. Elektro participa junto con ABRADÉE Institute; Bain & Company fue elegido por los participantes del proyecto de I+D para llevar a cabo el desarrollo concreto del mismo y COELBA será el coordinador del proyecto (Elektro no podía ser porque ya coordinó un proyecto de I + D sobre la estratégica de la estructura arancelaria en 2014). El proyecto de desarrollo ya fue enviado a ANEEL para su evaluación y se espera que comience en marzo de 2017.

El 6 de septiembre de 2016, ANEEL aprobó el reglamento para aplicar la tarifa horaria a clientes de baja tensión. Esto permite diferentes tarifas para los clientes y estimula el consumo fuera de las horas punta. La aplicación depende de la adhesión voluntaria de los consumidores, comenzará en enero de 2018 y se aplicará gradualmente hasta 2020.

El 5 de octubre, el Ministerio de Minas y Energía (MME) abrió una Consulta Pública con el objetivo de evaluar la percepción de los agentes sobre la liberalización del mercado eléctrico. El MME quiere analizar los impactos de la liberalización del mercado evaluando el conocimiento de los consumidores al respecto, si las tarifas binómicas son un requisito para su expansión, posibles cambios en los contratos entre generadores y distribuidores y necesidades de mejora en la normativa vigente, entre otros.

El 18 de noviembre, la Medida Provisional 735 fue convertida en Ley 13.360 por el Presidente Michel Temer. Los principales cambios son:

- A partir de mayo de 2017, la gestión de las cuentas: CDE, RGR (Reserva Global de Reversión) y CCC (Cuenta de Consumo de Combustible) se transferirá de Eletrobras a la CCEE (Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica).
- El reparto de las cuotas de la CDE entre los distribuidores se ajustará gradualmente de 2017 a 2030, de tal forma que, en 2030 las cuotas serán repartidas proporcionalmente al mercado energético de cada distribuidor.

- Altera la asignación de CDE entre clientes: Los consumidores con Tarifa de Energía Social (consumidores de ingresos bajos) no pagarán el cargo, y los clientes de media y alta tensión pagarán gradualmente menos cada año.
- Aumentos en la Tarifa de Itaipu: A partir de ahora se incluirá en la tarifa el coste adicional pagado por el Tesoro Nacional a Paraguay por su superávit de energía.
- Concede permiso a los distribuidores para negociar sus excedentes de energía con clientes libres: pendiente de regulación por parte de MME y ANEEL.
- Permite la transferencia del control de la empresa en lugar de la terminación de la concesión en ciertos casos, lo que facilitaría la privatización de las distribuidoras de Eletrobras y la venta de los activos de Abengoa.
- Los proyectos de nueva generación podrían vender energía en las subastas A-5 y A-7.
- Los generadores existentes pueden participar en una subasta de energía nueva hasta dos años después de la construcción.
- Reconoce la posibilidad de extender el contrato a las empresas de generación y transporte de energía eléctrica con retraso en la puesta en servicio de sus obras, siempre y cuando se reconozca causas ajenas a estas empresas (exclusión de responsabilidad). La ley define qué causas pueden clasificarse como exclusión de responsabilidad.

Los cambios establecidos por la Ley 13.360 aún dependen de la regulación por parte de ANEEL y la mayoría de las normas se aplicarán en 2017. No hay impacto para Elektro, aunque estos cambios podrían causar un aumento de tarifas a los consumidores.

## 5. PRINCIPALES RIESGOS E INCERTIDUMBRES

### 5.1 Sistema de control de riesgos

El Grupo IBERDROLA se encuentra sometido a diversos riesgos inherentes a los distintos países, sectores y mercados en los que opera, y a las actividades que desarrolla, que pueden impedirle lograr sus objetivos y ejecutar sus estrategias con éxito.

El Consejo de Administración de la Sociedad, consciente de la importancia de este aspecto, impulsa la puesta en marcha de los mecanismos necesarios para que los riesgos relevantes de todas las actividades y negocios del Grupo se encuentren adecuadamente identificados, medidos, gestionados y controlados, y establece, a través de la Política general de control y gestión de riesgos del Grupo, los mecanismos y principios básicos para una adecuada gestión del binomio riesgo-oportunidad con un nivel de riesgo que permita:

- alcanzar los objetivos estratégicos que determine el Grupo con una volatilidad controlada,
- aportar el máximo nivel de garantías a los accionistas,
- proteger los resultados y la reputación del Grupo,

- defender los intereses de los accionistas, clientes, otros grupos interesados en la marcha de la Sociedad y de la sociedad en general, y
- garantizar la estabilidad empresarial y la solidez financiera de forma sostenida en el tiempo.

Para el desarrollo del compromiso expresado, el Consejo de Administración y su Comisión Ejecutiva Delegada cuentan con la colaboración de la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo que, como órgano consultivo, supervisa e informa sobre la adecuación del sistema de evaluación y control interno de los riesgos relevantes en coordinación con las comisiones de auditoría que existen en otras sociedades del Grupo.

Toda actuación dirigida a controlar y mitigar los riesgos atenderá a los siguientes principios básicos de actuación:

- a) Integrar la visión del riesgo-oportunidad en la gestión de la Sociedad, a través de la definición de la estrategia y del apetito al riesgo, y la incorporación de esta variable a las decisiones estratégicas y operativas.
- b) Segregar, a nivel operativo, las funciones entre las áreas tomadoras de riesgos y las áreas responsables de su análisis, control y supervisión, garantizando un adecuado nivel de independencia.
- c) Garantizar la correcta utilización de los instrumentos para la cobertura de los riesgos y su registro de acuerdo a lo exigido en la normativa aplicable.
- d) Informar con transparencia sobre los riesgos del Grupo y el funcionamiento de los sistemas desarrollados para su control a los reguladores y principales agentes externos, manteniendo los canales adecuados para favorecer la comunicación.
- e) Asegurar un cumplimiento adecuado de las normas de gobierno corporativo establecidas por la Sociedad a través de su Sistema de gobierno corporativo y la actualización y mejora permanente de dicho sistema en el marco de las mejores prácticas internacionales de transparencia y buen gobierno, e instrumentar su seguimiento y medición.
- f) Actuar en todo momento al amparo de la ley y del Sistema de gobierno corporativo de la Sociedad y, en particular, de los valores y estándares de conducta reflejados en el Código ético y bajo el principio de tolerancia cero hacia la comisión de actos ilícitos y situaciones de fraude recogido en la *Política de prevención de delitos y contra el fraude*.

La *Política general de control y gestión de riesgos* y sus principios básicos se materializan a través de un sistema integral de control y gestión de riesgos apoyado en un Comité de Riesgos Corporativo y soportado en una adecuada definición y asignación de funciones y responsabilidades a nivel operativo y en unos procedimientos, metodologías y herramientas adecuadas a las distintas etapas y actividades del sistema, que incluye:

- a) La identificación de forma continuada de los riesgos y amenazas relevantes, atendiendo a su posible incidencia sobre los objetivos clave de gestión y los estados financieros (incluyendo pasivos contingentes y otros riesgos fuera de balance).
- b) El análisis de dichos riesgos, tanto en cada uno de los negocios o funciones corporativas, como atendiendo a su efecto integrado sobre el conjunto del Grupo.

- c) El establecimiento de una estructura de políticas, directrices y límites, así como de los correspondientes mecanismos para su aprobación y despliegue, que permitan contribuir de forma eficaz, a que la gestión de los riesgos se realice de acuerdo con el apetito al riesgo de la Sociedad.
- d) La medición y control de los riesgos siguiendo procedimientos y estándares homogéneos y comunes a todo el Grupo.
- e) El análisis de los riesgos asociados a las nuevas inversiones, como elemento esencial en la toma de decisiones en clave de rentabilidad-riesgo.
- f) El mantenimiento de un sistema de control interno del cumplimiento de las políticas, directrices y límites, a través de procedimientos y sistemas adecuados, incluyendo los planes de contingencia necesarios para mitigar el impacto de la materialización de los riesgos.
- g) El seguimiento y control periódico de los riesgos de la cuenta de resultados con el objetivo de controlar la volatilidad del resultado anual del Grupo.
- h) La evaluación continua de la idoneidad y eficiencia de la aplicación del sistema y de las mejores prácticas y recomendaciones en materia de riesgos para su eventual incorporación al modelo.
- i) La auditoría del sistema por la Dirección de Auditoría Interna.

Asimismo, la *Política general de control y gestión de riesgos* se desarrolla y complementa a través de las *Políticas corporativas de riesgos* y de las *Políticas específicas de riesgos* que se establecen en relación con determinados negocios y/o sociedades del Grupo, que se detallan a continuación y que también son objeto de aprobación por parte del Consejo de Administración de la Sociedad.

Estructura de las Políticas de riesgos del Grupo:

- a) Política general de control y gestión de riesgos
- b) Políticas de riesgos corporativas:
  - Política corporativa de riesgo de crédito.
  - Política corporativa de riesgo de mercado.
  - Política de riesgo operacional en las operaciones de mercado.
  - Política de seguros.
  - Política de inversiones.
  - Política de financiación y de riesgos financieros.
  - Política de autocartera.
  - Política de riesgos de participaciones en sociedades cotizadas.
  - Política marco de riesgo reputacional.

- Política de compras.
  - Política de tecnologías de la información.
  - Política de riesgos de ciberseguridad.
- c) Políticas de riesgos para los distintos tipos de negocios del Grupo:
- Política de riesgos de los negocios liberalizados del Grupo IBERDROLA
  - Política de riesgos de los negocios de energías renovables del Grupo IBERDROLA
  - Política de riesgos de los negocios de redes del Grupo IBERDROLA
  - Política de riesgos del negocio inmobiliario del Grupo IBERDROLA
  - Política de riesgos del negocio de ingeniería y construcción del Grupo IBERDROLA.

La *Política general de control y gestión de riesgos*, así como el *Resumen de las Políticas de riesgos corporativas* y el *Resumen de las Políticas específicas de riesgos para los distintos negocios del Grupo* están disponibles en la página web corporativa ([www.iberdrola.com](http://www.iberdrola.com)).

Con el fin de adecuar el impacto de los riesgos al apetito establecido, la Comisión Ejecutiva Delegada del Consejo de Administración, a propuesta de las direcciones de negocio o corporativas afectadas y previo informe del Comité de Riesgos del Grupo, anualmente revisa y aprueba las directrices específicas sobre los límites de riesgos del Grupo.

De conformidad con dichas directrices, en el ámbito de su responsabilidad, las compañías subholding y cada una de las principales sociedades del Grupo anualmente revisan y aprueban en sus órganos de administración correspondientes las políticas y límites de riesgo específicos aplicables a cada una de ellas.

Las sociedades y funciones corporativas del Grupo tienen la responsabilidad de implantar en sus ámbitos de actuación los sistemas de control necesarios para el cumplimiento de la Política general de control y gestión de riesgos y de sus límites.

Los factores de riesgo a los que está sometido el Grupo son, con carácter general, los que se relacionan a continuación:

- a) Riesgos de Gobierno Corporativo: la Sociedad asume la necesidad de garantizar el interés social y la estrategia de maximizar de forma sostenida el valor económico de la Sociedad y su buen fin a largo plazo, de conformidad con el interés social, la cultura y la visión corporativa del Grupo, tomando en consideración los intereses legítimos, públicos o privados, que confluyen en el desarrollo de toda actividad empresarial y, especialmente, entre los de los diferentes grupos de interés, los de las comunidades y territorios en los que actúa la Sociedad y los de sus trabajadores. Para lo cual resulta fundamental el cumplimiento del Sistema de gobierno corporativo de la Sociedad, integrado por los Estatutos Sociales, las Políticas corporativas, las normas internas de gobierno corporativo y los restantes códigos y procedimientos internos aprobados por los órganos competentes de la Sociedad e inspirado en las recomendaciones de buen gobierno de reconocimiento general en los mercados internacionales.



- b) Riesgos de mercado: definidos como exposición de los resultados y el patrimonio del Grupo a variaciones de los precios y variables de mercado, tales como tipo de cambio, tipo de interés, precios de las materias primas (electricidad, gas, derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, otros combustibles, etc.), precios de activos financieros, y otros.
- c) Riesgos de crédito: definidos como la posibilidad de que una contraparte no dé cumplimiento a sus obligaciones contractuales y produzca, en el Grupo, una pérdida económica o financiera. Las contrapartes pueden ser clientes finales, contrapartes en mercados financieros o en mercados de energía, socios, proveedores o contratistas.
- d) Riesgos de negocio: establecidos como la incertidumbre en cuanto al comportamiento de las variables claves intrínsecas al negocio, tales como características de la demanda, condiciones meteorológicas, estrategias de los diferentes agentes y otros.
- e) Riesgos regulatorios y políticos: aquellos provenientes de cambios normativos establecidos por los distintos reguladores, tales como cambios en la retribución de las actividades reguladas o de las condiciones de suministro exigidas, o en la normativa medioambiental o fiscal, incluyendo riesgos asociados a los cambios políticos que puedan afectar a la seguridad jurídica y al marco legal aplicable a los negocios del Grupo en cada jurisdicción, la nacionalización o expropiación de activos, la cancelación de licencias de operación y la terminación anticipada de contratos con la administración.
- f) Riesgos operacionales, tecnológicos, medioambientales, sociales y legales: referidos a las pérdidas económicas directas o indirectas ocasionadas por procesos internos inadecuados, fallos tecnológicos, errores humanos o como consecuencia de ciertos sucesos externos, incluyendo su impacto económico, social, medioambiental y reputacional, así como el riesgo legal y fraude. Dichos riesgos comprenden, entre otros, los asociados a las tecnologías de la información y la ciberseguridad, así como el riesgo de obsolescencia tecnológica.
- g) Riesgos reputacionales: potencial impacto negativo en el valor de la Sociedad resultado de comportamientos por parte de la empresa por debajo de las expectativas creadas en los distintos grupos de interés, tal y como estos se definen en la Política de relaciones con los grupos de Interés. Entre los grupos de interés destacan; accionistas, clientes, medios, analistas, Administración Pública, empleados y la sociedad en general.

Debido a su carácter universal y dinámico, el sistema permite considerar nuevos riesgos que puedan afectar al Grupo como consecuencia de cambios en el entorno o revisiones de objetivos y estrategias, así como aquellas actualizaciones que tienen como origen las actividades de monitorización, verificación, revisión y supervisión realizadas de forma continua.

Con carácter periódico, la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo del Consejo de Administración, supervisa la evolución de los riesgos de la Sociedad:

- Revisa los Informes trimestrales de riesgos del Grupo, que incluyen el seguimiento del cumplimiento de los límites e indicadores de riesgo y los mapas de riesgos clave actualizados, presentados por el director corporativo de riesgos del Grupo.

- Asimismo, coordina y revisa los informes de riesgos remitidos con periodicidad, al menos semestral, por las comisiones de auditoría y cumplimiento de las principales sociedades filiales del Grupo, incluidas las compañías subholding de los principales países en que opera el Grupo que, junto con las comparecencias del director de riesgos, sirven para la elaboración de un informe de riesgos al Consejo de Administración con periodicidad al menos semestral.

Para más detalle ver apartado *Sistemas de control y gestión de riesgos del Informe de gobierno corporativo 2016*.

## 5.2 Riesgo de crédito

El Grupo IBERDROLA se encuentra expuesto al riesgo de crédito derivado del posible incumplimiento de las obligaciones contractuales por parte de sus contrapartidas (clientes, proveedores, entidades financieras, socios, etc.). La exposición se puede generar tanto por las cantidades pendientes de liquidación, como por el coste de sustitución del producto no suministrado y, en el caso de las plantas con instalaciones dedicadas expresamente al suministro energético de un cliente, por las cantidades pendientes de amortizar de dichas instalaciones

El riesgo es gestionado y limitado adecuadamente, en función del tipo de operación y de la calidad crediticia de las contrapartes. En concreto, existe una política corporativa de riesgo de crédito que establece criterios de admisión, circuitos de aprobación, niveles de autoridad, herramientas de calificación, metodologías de medición de exposiciones, etc.

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar por su actividad comercial, el coste de la morosidad se viene manteniendo en niveles moderados, próximo al 1% de la facturación total de dicha actividad, pese al difícil contexto económico vivido en los últimos años. En cuanto a otras exposiciones (contrapartes en las operaciones con derivados financieros, colocación de excedentes de tesorería, operaciones de compraventa de energía y garantías recibidas de terceros) en los ejercicios 2016 y 2015 no se han producido impagos o quebrantos significativos.

A 31 de diciembre de 2016 y 2015, no existe concentración de riesgo de crédito significativa en el Grupo IBERDROLA.

## 5.3 Riesgos financieros

### 5.3.1 Riesgo de tipo de interés

El Grupo IBERDROLA afronta un riesgo con respecto a las partidas de balance (deuda y derivados) en la medida en que las variaciones de los tipos de interés de mercado afectan a los flujos de efectivo y al valor de mercado de la deuda. Con el fin de gestionar y limitar adecuadamente este riesgo, el Grupo IBERDROLA determina anualmente la estructura deseada de la deuda entre fijo y variable, estableciendo las actuaciones a realizar a lo largo del ejercicio: tomar nueva financiación (a tipo fijo, variable o indexado) y/o emplear derivados de tipos de interés.

La deuda a tipo de interés variable está referenciada básicamente al Euribor, al Libor-libra y al Libor-dólar y a los índices de referencia locales más líquidos en el caso de la deuda de las filiales latinoamericanas.

La estructura de la deuda a 31 de diciembre de 2016, una vez consideradas las coberturas a través de los derivados contratados, de la compañía se recoge en la Nota 5 de la memoria.

### 5.3.2 Riesgo de tipo de cambio

Dado que la moneda de presentación del Grupo IBERDROLA es el euro, las oscilaciones en la cotización de las divisas en que se instrumenta la deuda y se realizan las operaciones frente al euro, principalmente libra esterlina, dólar estadounidense y real brasileño, pueden impactar en el gasto financiero y en el resultado del ejercicio y en el patrimonio neto del Grupo.

Las siguientes partidas pueden verse afectadas por el riesgo de tipo de cambio:

- Cobros y pagos por suministros, servicios o adquisición de bienes de equipo en monedas diferentes a la local o funcional.
- Ingresos y gastos de algunas filiales extranjeras indexados a monedas diferentes a la local o funcional.
- Deuda denominada en moneda distinta a la moneda local o funcional de las sociedades del Grupo IBERDROLA.
- Resultados en consolidación de las filiales extranjeras.
- Valor neto patrimonial consolidado de inversiones en filiales extranjeras.

El Grupo IBERDROLA mitiga este riesgo

- Realizando todos sus flujos económicos en la moneda de contabilización correspondiente a cada empresa del Grupo, siempre que sea posible y económicamente viable y eficiente, o mediante el uso de derivados financieros, en caso contrario.
- Cubriendo, en la medida de lo posible, el riesgo de traslación de resultados previstos para el ejercicio en curso, limitando el impacto final en el resultado del Grupo.
- Mitigando el impacto en el valor neto patrimonial consolidado de una hipotética depreciación de las divisas por las inversiones del Grupo en filiales extranjeras, manteniendo un porcentaje adecuado de deuda en moneda extranjera, así como mediante la contratación de derivados financieros.

La estructura de la deuda a 31 de diciembre de 2016, una vez consideradas las coberturas a través de los derivados contratados, de la compañía se recoge en la Nota 5 de la Memoria.

### 5.3.3 Riesgo de liquidez

La exposición a situaciones adversas de los mercados de deuda o de capitales o derivadas de la propia situación económico-financiera del Grupo IBERDROLA podría dificultar o impedir la cobertura de las necesidades financieras que se requieran para el desarrollo adecuado de las actividades del Grupo IBERDROLA.

La política de liquidez seguida por el Grupo IBERDROLA está orientada a asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago adquiridos sin tener que recurrir a la obtención de fondos en condiciones gravosas. Para ello se utilizan diferentes medidas de gestión tales como el mantenimiento de facilidades crediticias comprometidas por importe y plazo y flexibilidad suficiente, la diversificación de la cobertura de las necesidades de financiación mediante el acceso a diferentes mercados y áreas geográficas, y la diversificación de los vencimientos de la deuda emitida.

El conjunto de los saldos de caja, activos líquidos y líneas de crédito comprometidas disponibles, son suficientes para cubrir las necesidades de liquidez previstas por el Grupo para un plazo superior a 24 meses, sin contar con nuevas líneas de financiación.

Las cifras correspondientes a la evolución de la deuda de la compañía se recogen en las Notas 25 y 50 de la memoria.

#### 5.4 Riesgo país

Todas las actividades internacionales del Grupo IBERDROLA están expuestas, en mayor o menor medida y en función de sus características, a los riesgos inherentes al país en el que desarrollan su actividad:

- Imposición de restricciones monetarias y otras restricciones al movimiento de capitales
- Cambios en el entorno mercantil
- Crisis económicas, inestabilidad política y disturbios sociales que afecten a las actividades
- Nacionalización o expropiación pública de activos
- Fluctuaciones en los tipos de cambio de divisas
- Cancelación de licencias de operación
- Terminación anticipada de contratos con la administración
- Cambios en las normativas y políticas administrativas del país

Todos estos riesgos pueden afectar al resultado de nuestras filiales internacionales, su valor de mercado y la traslación de resultados a la cabecera del Grupo.

Las principales operaciones del Grupo IBERDROLA están concentradas en España, Reino Unido, Estados Unidos, Brasil y México, países de riesgo bajo o moderado, cuyas calificaciones crediticias son las siguientes:

País	Moody's	S&P	Fitch
España	Baa2	BBB+	BBB+
Reino Unido	Aa1	AA	AA
Estados Unidos	Aaa	AA+	AAA
Brasil	Ba2	BB	BB
México	A3	BBB+	BBB+

La presencia en países distintos a los anteriores no es significativa a nivel de Grupo desde un punto de vista económico.

## 5.5 Riesgos de actividad

Las actividades de los distintos negocios desarrolladas por el Grupo IBERDROLA están sometidas a diversos riesgos de mercado, crédito, operacional, negocio, regulatorio y reputacional, derivados de la incertidumbre de las principales variables que afectan a los mismos.

### 5.5.1 Riesgos regulatorios y políticos

Las empresas del Grupo IBERDROLA están sujetas a las leyes y normas sobre las tarifas y otros aspectos regulatorios de sus actividades en cada uno de los países en los que actúan. La introducción de nuevas leyes / normas o modificaciones a las vigentes pueden afectar negativamente a nuestras operaciones, resultados anuales y valor económico de nuestros negocios.

Dentro del conjunto de nuevas medidas regulatorias aprobadas durante el ejercicio 2016, o con desarrollo previsto para 2017, cabe destacar las siguientes:

#### *España:*

- La aprobación, el 17 de junio de 2016, de la Orden IET/980/2016, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016, la cual fija una retribución total para el Grupo Iberdrola de 1.655 millones de euros para 2016 (2,7% superior a la de 2015) y un RAB (base de activos regulada) para los activos de distribución del Grupo de 8.694 millones de euros, eliminando la correspondiente incertidumbre.

#### *Reino Unido:*

- Publicación del informe final y conclusiones definitivas de la Competition Markets Authority (CMA) sobre el análisis del mercado minorista de gas y electricidad en el Reino Unido con impacto moderado para Scottish Power, y cuyas principales medidas son:
  - o la aplicación de una limitación de precio ("price cap") para los clientes de prepago.
  - o la creación de una base de datos compartida con la información de los clientes a fin de fomentar la competencia.
  - o la eliminación de ciertas limitaciones tarifarias.
- Incertidumbre económica, política y regulatoria derivada del resultado del referéndum sobre la salida del Reino Unido de la Unión Europea, celebrado en junio de 2016.

#### *Estados Unidos:*

- Aprobación por parte del regulador del estado de Nueva York de los "rate cases" de RG&E y NYSEG, de aplicación a partir de julio 2016 para un periodo de 3 años, en términos satisfactorios para la Sociedad.

- La aprobación en Estados Unidos del nuevo régimen de incentivos fiscales al desarrollo de energías renovables Production Tax Credits, vigente hasta 2020.

*Brasil:*

- Aprobación, por el regulador brasileño ANEEL, de la revisión tarifaria cuatrienal de nuestra filial Elektro, vigente hasta agosto 2019, en términos, también satisfactorios para la sociedad.

*México:*

- Posible impacto sobre la economía mexicana de algunas de las posibles nuevas medidas, políticas y económicas, anunciadas durante la reciente campaña electoral en EE.UU., por la nueva administración de Trump, tales como, la posible implantación de aranceles.
- Incertidumbre asociada a la reforma energética que se está desarrollando y que, de acuerdo a la mejor información disponible, podría afectar a la rentabilidad de los activos dedicados a la venta de electricidad a socios privados y a las perspectivas de las plantas actualmente en construcción.

### 5.5.2 Riesgo de los negocios de redes

La regulación de cada uno de los países en los que operan los negocios de redes del Grupo IBERDROLA establece marcos, actualizados periódicamente, que garantizan una rentabilidad razonable y predecible a los mismos. Estos marcos cuentan con incentivos y penalizaciones por eficiencia, calidad de servicio y eventualmente por gestión de la morosidad, con un impacto global de carácter menor y poco significativo. Modificaciones estructurales y significativas en dichas regulaciones, pueden suponer un riesgo para estos negocios.

Con carácter general, la rentabilidad de los negocios de redes del Grupo IBERDROLA no se encuentra sometida al riesgo de demanda, salvo en el caso de nuestras filiales brasileñas.

Los negocios de redes del Grupo IBERDROLA en España y en el Reino Unido no comercializan energía por lo que no cuentan con ningún riesgo de mercado asociado al precio de la energía.

Los negocios de redes del Grupo en Brasil y algunos de los de Estados Unidos comercializan energía a clientes regulados a una tarifa previamente establecida. Supuesta una gestión del aprovisionamiento prudente y alineada con lo establecido por cada regulador, los marcos regulatorios de ambos países garantizan el cobro de posibles desvíos en los precios de adquisición, frente a los previamente reconocidos por la tarifa, en los siguientes reajustes tarifarios.

Dicho todo lo anterior, en situaciones extraordinarias (sequía extrema en Brasil como la de 2014, tormentas catastróficas en EE.UU., etc.), no son descartables desajustes temporales ocasionales entre pagos y cobros con impacto en la tesorería de algunos de estos negocios y eventualmente en resultados bajo normativa IFRS.

- **Redes España:**

El actual modelo de regulación se basa en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector Eléctrico en el que se establecen unos períodos regulatorios de seis años de duración y una rentabilidad para la actividad de distribución calculada como la rentabilidad de las Obligaciones del Estado más 200 puntos básicos. Para el primer período regulatorio, la rentabilidad quedó fijada en 6,5%.

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, define una metodología basada en costes unitarios estándares de inversión y operación. La retribución de las instalaciones se calculará en función del coste real auditado y del coste estándar reconocido para cada inversión, por lo que la rentabilidad será dependiente de la eficiencia constructiva alcanzada.

En cuanto a los incentivos de la actividad de distribución, el Real Decreto 1048/2013 modifica las definiciones de los incentivos de calidad y pérdidas existentes, al tiempo que establece un nuevo incentivo de lucha contra el fraude.

Además, de acuerdo con la regulación vigente, la compañía distribuidora no comercializa, en ningún caso, energía a clientes, por lo que actualmente no tiene riesgo de mercado. Entonces, las variaciones en la demanda no impactan directamente en la cuenta de pérdidas y ganancias.

– **Redes Reino Unido:**

En Reino Unido, el Grupo está presente a través de su subsidiaria Scottish Power Ltd y las siguientes licencias:

- SP Distribution PLC (SPD)
- SP Manweb PLC (SPM)
- SP Transmission PLC (SPT)

El actual modelo de regulación para SPD y SPM se basa en el marco RIIO ED1 y el marco RIIO T1 para SPT. La última revisión tarifaria de las distribuidoras de electricidad (RIIO ED1), incluidas SPD y SPM, es válida desde abril de 2015 hasta abril de 2023. La revisión de SPT (RIIO T1) es válida desde abril de 2013 hasta abril de 2021.

La remuneración del coste ponderado del capital, WACC, está fijada para cada periodo tarifario. El actual WACC real después de impuestos reconocido para los negocios de distribución fue del 3,4% para el periodo de enero a marzo y del 3,67% de abril a diciembre. Mientras que el del negocio de transporte fue del 4,27% de enero a marzo y del 4,46% de abril a diciembre.

El regulador (OFGEM) también establece incentivos/penalizaciones para seguridad, impactos ambientales, satisfacción de consumidor, obligaciones sociales, conexiones y calidad que pueden afectar a la cuenta de pérdidas y ganancias.

– **Redes Estados Unidos:**

El Grupo Iberdrola está presente en Estados Unidos a través de su filial cotizada Avangrid, la cual cuenta con las siguientes compañías filiales de redes:

- New York State Electric & Gas (NYSEG), New York, con Rate Case a 3 años, vigente hasta 2019 (ROE base del 9% para distribución).
- Rochester Gas and Electric (RG&E), New York, con Rate Case a 3 años, vigente hasta 2019 (ROE base de 9% para distribución).

- Central Maine Power (CMP), Maine, con un negocio de distribución de electricidad con Rate Case anual prorrogable, (ROE base del 9,15% para distribución) y un negocio de transmisión (ROE base de 10,57%).
- United Illuminating (UI), Connecticut, con un negocio de distribución de electricidad, con Rate Case vigente, actualmente en revisión avanzada, y un negocio de transmisión (ROE base de 10,57%).
- Así como las siguientes las empresas de distribución de gas natural: Maine Natural Gas Corporation (MNG), Connecticut Natural Gas (CNG), Southern Connecticut Gas (SCG) y Berkshire Gas (BG).

Las empresas que desarrollan actividades reguladas en Estados Unidos están sujetas a riesgos asociados a las regulaciones de diversos organismos reguladores federales (FERC, CFTC, DEC) y las diferentes comisiones estatales, responsables del establecimiento de los marcos regulatorios de las diferentes empresas reguladas (tarifas y otras condiciones).

Los planes tarifarios de las distribuidoras están diseñados para reducir el nivel de riesgo a los que está expuesto el negocio a través de mecanismos de aplazamiento, reconciliación y provisiones de costes. Las distribuidoras reguladas transfieren los costes de gas y electricidad a los clientes finales, mitigando impactos de variaciones de demanda.

- **Redes Brasil:**

En Grupo Iberdrola desarrolla su negocio de redes de electricidad en Brasil a través de Elektro Redes, S.A., situada en el estado de São Paulo, así como los negocios de redes de su participada Neoenergia (39% Grupo Iberdrola), la cual cuenta con las distribuidoras de electricidad de Coelba, Celpe y Cosern en los estados de Bahía, Pernambuco y Rio Grande do Norte, respectivamente.

La legislación brasileña aplicable a los negocios regulados de distribución eléctrica establece dos tipos de costes: i) "Parcela A", que incluye los costes de la energía, transporte y otras obligaciones y cargos regulatorios, que tienen la característica de ser recuperables con cargo a las tarifas ("pass through") dentro de las condiciones y límites impuestos por ANEEL, excepto para otras obligaciones y cargos regulatorios que son siempre recuperables con cargo a las tarifas, y ii) "Parcela B", que incluye la retribución de la inversión, los costes de operación y mantenimiento que generan un incentivo o un riesgo al inversor.

ANEEL también reconoce otros incentivos menores destinados a minimizar la morosidad y la pérdida de calidad de servicio y satisfacción del cliente que puedan afectar la cuenta de pérdidas y ganancias.

De acuerdo con la regulación vigente, las compañías distribuidoras de electricidad:

- a) transfieren su coste de aprovisionamiento de electricidad al cliente final a través de la tarifa regulada, siempre y cuando la energía que haya contratado se encuentre entre 100% y 105% de la demanda requerida.
- b) queda en riesgo de penalidad, por parte del regulador ANEEL, cuando se sitúe por debajo del 100% por responsabilidad exclusiva de la distribuidora.
- c) queda en riesgo de la variación de los precios cuando se sitúe por encima del 105%.

Las fechas de las próximas revisiones tarifarias son las siguientes: Elektro: Agosto de 2019, Celpe: Abril de 2017, Coelba y Cosern; Abril de 2018.



### 5.5.3 Negocios de energías renovables

La regulación de cada país en los que opera el Grupo establecen marcos regulatorios encaminados a promover el desarrollo de energías renovables, basados en fórmulas que pueden incluir primas, certificados verdes, deducciones fiscales o tarifas de carácter regulado que permita a los inversores obtener una rentabilidad adecuada y razonable. Modificaciones estructurales y significativas en dichas regulaciones, pueden suponer un riesgo para estos negocios.

Complementariamente al riesgo regulatorio anterior, los negocios de energía renovable del Grupo se pueden encontrar sometidos, en mayor o menor medida, al riesgo de recurso eólico y al riesgo de mercado.

El Grupo considera que el riesgo de eolicidad se encuentra mitigado gracias a la elevada dispersión geográfica del alto número de parques disponible y a la tendencia a compensarse, en el medio plazo, los años de inferior eolicidad a la media con los de una eolicidad superior.

En relación con el riesgo de precios de la electricidad cabe destacar lo siguiente:

#### - **Renovables España**

El Grupo cuenta actualmente con una capacidad renovable instalada en España de: 5.507 MW parques eólicos, 303 MW mini-hidráulicas, 50 MW termosolares y 0,09 MW fotovoltaicos.

Tras la aprobación del nuevo marco regulatorio (RDL 9/2013, de 12 de julio, Ley 24/2013, de 26 de diciembre, RD 413/2014 de 6 de junio, y OM IET/1045/2014, de 16 de junio), toda la producción renovable es remunerada a precio de mercado más una prima por MW que permita garantizar una rentabilidad regulatoria razonable sobre una inversión estándar reconocida, que se reajusta trianualmente, dentro de unas bandas determinadas, para cubrir los posibles desvíos de precio de mercado. Esta prima por MW es nula para los parques eólicos con puesta en marcha anterior al 2004. En consecuencia, toda la producción quedaría inicialmente expuesta, total o parcialmente, a riesgo de mercado.

#### - **Renovables Reino Unido**

El Grupo cuenta actualmente con una capacidad renovable instalada en el Reino Unido de: 1.619 MW parques eólicos onshore y 195 MW eólicos offshore, en operación, desarrollados bajo la vigente legislación de "Renewables Obligation". La cual determina que sus ingresos estén parcialmente sujetos al riesgo de precio de mercado de la electricidad en el Reino Unido, en la medida en que el ingreso obtenido se compone de un ingreso por el precio de la energía producida más otro por venta de certificados renovables asociados (ROCs).

La regulación del Reino Unido impone a las compañías comercializadoras unas obligaciones mínimas de ROC por MWh comercializado, un 10% superiores a las previstas producir por el sistema, y determina el precio al que deben comprar las faltantes, lo que en la práctica supone establecer un precio suelo al precio de las ROCs.

Las nuevas centrales de tecnologías renovables, desarrolladas a partir del año 2016 y 2017 (parques eólicos onshore, desarrollados a partir del 12 de mayo de 2016, y resto a partir del 1 de abril de 2017) están sujetas a la nueva modalidad de remuneración de "Contract for Difference" o CfD, que elimina el riesgo de mercado durante 15 años.

Los precios fijos para dichos proyectos son establecidos, proyecto a proyecto a través de procesos de licitación pública. La contraparte que garantiza dicho precio, "The Low Carbon Contracts Company" financia sus posibles pagos mediante la recaudación de una tasa impuesto a las compañías comercializadoras, en función de su cuota de mercado, por lo que el riesgo de crédito con dicha contraparte es prácticamente nulo.

El parque offshore East Anglia, actualmente en fase de construcción, ha sido adjudicado un contrato CfD.

#### *Eólica Offshore Alemania*

El negocio de renovables en Reino Unido también gestiona el negocio eólico offshore en otros países Europeos, entre los cuales cabe destacar, el parque eólico offshore Wikinger (Alemania), actualmente en fase de construcción.

Conforme a la regulación alemana aplicable en Alemania, el nuevo parque de Wikinger recibirá un precio fijo por su energía producida durante los primeros 15 años de operación a través de un contrato por diferencias CfD, en forma similar a la anteriormente mencionada, para el Reino Unido.

Las posiciones abiertas a riesgo de mercado de los negocios de renovables en España y Reino Unido son gestionadas por los Negocios Liberalizados de dichos países, e integradas en su posición, a fin de ser cubiertas de la manera más eficiente posible.

En relación con el riesgo de precios de la electricidad en el resto de países cabe destacar lo siguiente:

#### – **Renovables Estados Unidos**

El Grupo Iberdrola desarrolla su negocio de energías renovables en EE.UU. a través de su compañía cotizada Avangrid, la cual cuenta con una capacidad instalada de 5.588 MW en parques eólicos onshore y 50 MW en parques fotovoltaicos en operación.

Actualmente, alrededor del 67% de la energía producida se vende a través de contratos con terceros a precio fijo y largo plazo y alrededor del 33% de la energía producida se vende al mercado a plazos más o menos cortos.

Con precios de la electricidad en el entorno de 30 USD/MWh, una modificación en los precios de un 5% podría suponer un impacto en resultado operativo de  $\pm 8$  millones de euros.

#### – **Renovables México**

En México el negocio cuenta actualmente con una capacidad instalada de 367 MW en parques eólicos onshore en operación, bajo dos modalidades de tipo de venta: a) venta a precio fijo a la CFE a través de un contrato a largo plazo y b) venta a terceros con descuento sobre la tarifa oficial publicada por la CFE.

#### – **Renovables Brasil**

En Brasil el negocio actualmente tiene una capacidad instalada de 187,3 MW en parques eólicos onshore, todos operando con contratos a largo plazo (PPAs) con precio fijo con las empresas distribuidoras del país. Los excesos y los defectos de producción contratada con el distribuidor se liquidan en periodos de cuatro años, debiéndose ofrecer o adquirir, según sea exceso o defecto de producción, a precios de mercado.

– **Renovables otros países europeos**

El negocio actualmente tiene actualmente una capacidad instalada de 615 MW en parques eólicos y 6,17 MW en parques fotovoltaicos en operación Grecia, Portugal y otros países europeos.

La regulación de estos países diferencia entre dos modalidades de venta de energía: venta a tarifa (Portugal, Grecia, Chipre y Hungría), o venta a precio de mercado más certificados verdes (Italia y Rumanía).

**5.5.4 Negocios liberalizados de generación y comercialización de gas y electricidad. Riesgo de precio de las commodities**

Las actividades de los negocios liberalizados desarrolladas por el Grupo están sometidas a diversos riesgos de mercado, crédito, operacional, negocio y regulatorio derivados de la incertidumbre de las principales variables que afectan a los mismos, tales como: la variación en el precio de las commodities, la variación en la producción hidroeléctrica y eólica (tanto propia como ajena), la evolución de la demanda de electricidad y gas y la disponibilidad de las plantas.

La principal variable que afecta al resultado de IBERDROLA en lo referente a los precios de mercado de las materias primas es el precio de la electricidad. Además, en muchos países el precio de la electricidad presenta una elevada correlación con el precio de los combustibles que se utilizan para la producción de electricidad. Es por eso que los análisis de riesgos se realizan sobre la evolución del precio de los combustibles.

En el caso de los combustibles y derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, estos riesgos se hacen patentes en:

- La actividad de generación y comercialización de electricidad, donde el Grupo IBERDROLA se encuentra expuesto al riesgo de variación del precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> y del precio de venta de electricidad, así como a la evolución del coste de combustibles (fundamentalmente gas y carbón).
- La actividad de comercialización de gas, donde una parte importante de los gastos de explotación del Grupo IBERDROLA está vinculada a la compra de gas para su suministro a clientes. Por tanto, el Grupo IBERDROLA se encuentra expuesto al riesgo de variación del precio del gas.
- La actividad de compra-venta de energía de no cobertura (trading discrecional).

La compensación de posiciones en riesgo entre la actividad de generación y la actividad de comercialización, permite reducir en gran medida el riesgo de mercado del Grupo, el riesgo remanente se mitiga a través de la diversificación de los contratos de compra y venta, y sus cláusulas específicas, y a través de la contratación de derivados.

- **Liberalizado España**

*Riesgo de precio de las commodities*

En la situación de mercado actual, el precio de producción de las centrales de carbón define en gran medida el precio de la electricidad en España por ser el carbón la tecnología marginal necesaria para cubrir la demanda de electricidad. En consecuencia, el precio del carbón condiciona el ingreso del resto de las tecnologías más baratas que se utilizan para cubrir la demanda. Con precios de carbón en el entorno de 68 USD/t, una modificación en los precios de un 5% podría suponer un impacto en resultado operativo de  $\pm 15$  millones de euros.

El precio del CO<sub>2</sub> influye en el coste de producción de las centrales de carbón. Con precios de CO<sub>2</sub> en el entorno de 4,85 €/t, una modificación en los precios de un 5% podría suponer un impacto en resultado operativo de  $\pm 3$  millones de euros.

En España, la mayor parte del gas que se suministra se paga indexado al precio del petróleo mediante complejas fórmulas. El Grupo IBERDROLA dispone de este tipo de contratos para el suministro de gas, además de otro tipo de suministros a precio fijo y con precios no indexados a las cotizaciones del petróleo. El uso que se les da a estos contratos es para la generación de electricidad, para el consumo de sus clientes finales y para la venta a otros intermediarios. Habida cuenta de que el margen de la generación de electricidad está cubierto por las fórmulas de contratación con el operador del sistema, sólo queda riesgo residual en las ventas a clientes finales y a terceros. El riesgo asumido es reducido y depende de la correlación entre el precio del petróleo y los precios europeos e internacionales del gas. Para una variación del precio del petróleo del 5% el riesgo sería del orden de  $\pm 1$  millón millones de euros.

*Riesgo de hidraulicidad*

A pesar de disponer de una gran capacidad de almacenamiento de agua, el resultado del Grupo depende en gran medida de las aportaciones anuales de caudal. La variación de producción de un año seco y un año húmedo frente al valor medio de referencia puede estimarse en una variabilidad de -4.000 GWh y +5.000 GWh respectivamente, con un impacto estimado de  $\pm 135$  millones de euros. Este lucro cesante no está cubierto por considerarse un riesgo inherente al Grupo IBERDROLA.

*Riesgo de demanda*

Dada la situación actual del mercado, en que el precio viene fundamentalmente determinado por el coste de producción de las centrales de carbón con un peso del orden del 15% en el mix de producción, se considera que las variaciones de la demanda no cambian la tecnología marginal del mercado. Por esa razón, el impacto en el precio de mercado de variaciones de la demanda del 1% es reducido y del orden de 0,25 €/MWh.

Una reducción moderada de la demanda a nivel nacional no tiene impacto en la producción prevista de las centrales nucleares, hidráulicas y eólicas del Grupo, debido la existencia de un mercado de electricidad obligatorio en España que garantiza el despacho eficiente de todas las tecnologías de producción.

Sin embargo, sí que existe un impacto cuando la reducción de demanda de electricidad puede suponer una reducción equivalente de las ventas minoristas del Grupo y la pérdida de su margen correspondiente, mitigada por un cierto incremento de ventas de energía propia en el mercado mayorista.

Teniendo en cuenta ambos efectos, a nivel global, se estima un impacto del orden de  $\pm 8,5$  millones de euros por cada 1% de variación de demanda.

### *Riesgo operacional*

Desde el punto de vista de su impacto en el resultado del negocio, el principal riesgo proviene de la indisponibilidad de las instalaciones nucleares (ante paradas para la recarga de combustible, acordes a un calendario preestablecido) y de las instalaciones hidráulicas que no están asociadas a un gran embalse de almacenamiento (instalaciones fluyentes, en las que el agua no es almacenable). Ante estas indisponibilidades se pierde producción y, por tanto, el margen asociado a esta producción. Este riesgo se gestiona a través de la excelencia en las prácticas de operación y mantenimiento de las centrales y una cultura orientada a la calidad total y la reducción de los riesgos operacionales, lo que permite mantener el impacto de este riesgo en niveles reducidos.

#### - **Liberalizado Reino Unido**

### *Riesgo de precio de las commodities*

El Grupo Iberdrola no cuenta con centrales de carbón en el Reino Unido, desde el cierre de la central de Longannet realizado al final de marzo de 2016.

En un mercado como el británico, donde el peso de la generación térmica es muy elevado se utiliza el *clean spark spread* como el índice adecuado para seguir la incertidumbre de los márgenes de las centrales de ciclo combinado. A pesar de que las commodities (gas, CO2 y electricidad) cotizan independientemente, se estudia la incertidumbre del margen unitario por haberse detectado que es un mejor indicador de la incertidumbre en los resultados. Con niveles de *clean spark spread* en el entorno de 3 £/MWh, una modificación en los spreads de un 5% podría suponer un impacto en resultado operativo menor de 5 millones de euros.

El Grupo IBERDROLA no cuenta ya con contratos de gas a largo plazo a precio fijo.

### *Riesgo de demanda*

La demanda del consumo eléctrico suele ser uno de los factores de riesgo más importantes en cualquier empresa. Sin embargo, en la actualidad, IBERDROLA compra a terceros una parte relevante de la energía que vende (1.800, 2.500 y 4.100 GWh en 2015, 2014 y 2013, respectivamente sobre un total de electricidad vendida de unos 22.000 GWh/año) ya que, en las condiciones actuales del mercado, es más rentable esta compra que la producción propia con centrales térmicas propias. La variación de la demanda de electricidad supone, desde un punto de vista del negocio, la necesidad de comprar cantidades de electricidad adicionales y de reducir dichas adquisiciones. En cualquier caso, el resultado que IBERDROLA obtiene por esta intermediación es reducido y mucho menor que el que se obtiene con la producción propia. Por tanto, ante variaciones de demanda el impacto en resultados es pequeño, del orden de  $\pm 10$  millones de euros por cada 1% de variación de la demanda de clientes.

### *Riesgo operacional*

Desde el punto de vista de su impacto en el resultado del negocio, el principal riesgo proviene de la indisponibilidad de las centrales de ciclo combinado. Ante estas indisponibilidades todo el resultado obtenido por la producción está comprometido si bien los elevados estándares de operación y mantenimiento de las centrales y una cultura orientada a la calidad total y la reducción de los riesgos operacionales permiten mantener el impacto de este riesgo en niveles reducidos. El lucro cesante de este tipo de eventos (daños materiales o averías de la maquinaria) está cubierto por una póliza de seguros a partir de un determinado nivel de franquicias que viene marcado por el nivel de retención de riesgo que IBERDROLA puede asumir y las condiciones de seguro que el mercado ofrece para riesgos de estas características.

#### – **Liberalizado México**

##### *Riesgo de precio de las commodities*

Iberdrola Generación México hace uso intensivo del gas para la generación de electricidad. En consecuencia, su precio supone un componente esencial del riesgo.

El 83% aproximadamente de la electricidad producida en México se vende a través de contratos de venta a largo plazo (a CFE y en menor medida a otros grandes clientes industriales), a los que se transfiere el riesgo de precio de compra de gas para producir dicha energía.

El resto de la energía se vende a clientes a un precio que se encuentra vinculado a las tarifas oficiales que publica CFE. Dichas tarifas dependen del precio de distintos combustibles y, en particular, del fuelóleo, gasóleo, gas natural y carbón.

En consecuencia, existe un riesgo asociado a la cotización en los mercados internacionales de dichos combustibles, que es gestionado adecuadamente mediante operaciones en mercados de derivados. Estas operaciones reducen el riesgo dejando un riesgo final menor:

- Ante variaciones de un 5% del precio del fuelóleo y gasóleo (sus precios están muy relacionados), el resultado podría variar  $\pm 3$  millones de euros.
- Ante variaciones de un 5% del precio del gas natural, el resultado podría variar  $\pm 1$  millón de euros.
- Ante variaciones de un 5% del precio del carbón, el resultado podría variar  $\pm 1$  millón de euros.

##### *Riesgo de demanda*

La estructura de los contratos que IBERDROLA tiene firmados en México aísla el resultado del negocio de la evolución de la demanda de electricidad. Los ingresos provienen principalmente de la disponibilidad de las centrales y sólo para las ventas indexadas a la tarifa oficial mexicana existe algún tipo de impacto por variación de la demanda. Sin embargo, la mayor parte de las centrales tienen compromisos de venta superiores a su capacidad de producción por lo que una variación de la demanda no tendría impacto en su funcionamiento o resultado ya que la electricidad generada pasaría a ser vendida a otro cliente. Por esa razón, no hay impacto en los resultados ante variaciones de la demanda de electricidad en México.

### *Riesgo operacional*

Desde un punto de vista de su impacto en el resultado del negocio, el principal riesgo proviene de la indisponibilidad de las centrales de ciclo combinado. Ante estas indisponibilidades todo el resultado obtenido por la producción está comprometido si bien los elevados estándares de operación y mantenimiento de las centrales y una cultura orientada a la calidad total y la reducción de los riesgos operacionales permiten mantener el impacto de este riesgo en niveles reducidos. El lucro cesante de este tipo de eventos (daños materiales o averías de la maquinaria) está cubierto por una póliza de seguros a partir de un determinado nivel de franquicias que viene marcado por el nivel de retención de riesgo que IBERDROLA puede asumir y las condiciones de seguro que el mercado ofrece para riesgos de estas características.

#### - **Liberalizado Estados Unidos y Canadá**

##### *Riesgo de precio de las commodities*

El negocio liberalizado de IBERDROLA en Estados Unidos y Canadá está orientado al transporte y el almacenamiento de gas natural por lo que no existe un riesgo derivado de las variaciones absolutas de los niveles de precio del gas natural sino de la diferencia de precio del gas natural entre el periodo de precios altos (invierno) y el periodo de precios bajos (verano). Asumiendo una diferencia de precios entre ambos periodos de 0,21 USD/MWh, la incertidumbre en los resultados en caso de que dicha diferencia se modificara en un 5% es de  $\pm 1$  millón de euros.

##### *Riesgo operacional*

Las instalaciones de almacenamiento de gas propiedad del negocio están sujetas a riesgos operacionales por indisponibilidad que impida la inyección o extracción de gas, por fugas de gas del almacenamiento y por reconfiguraciones geológicas que impidan recuperar el gas inyectado.

IBERDROLA mitiga este riesgo siguiendo los más elevados estándares de mantenimiento predictivo y correctivo, así como realizando un seguimiento permanente de los parámetros geológicos de los almacenamientos que permitirían una rápida reacción ante cualquier potencial amenaza que pudiera detectarse.

##### *Operaciones de aprovisionamiento de gas*

El Grupo IBERDROLA mantiene un equilibrio adecuado en la cesta global tanto en el número de países suministradores como en el tipo de suministro (gas por gasoducto o GNL), lo cual se manifiesta en que cuenta con cinco suministradores de diferentes procedencias (entre otras, Noruega, Nigeria, Argelia y Qatar).

En el caso de España, el suministro de gas está cubierto a través de contratos de largo plazo. En esta cesta de contratos, un 23% del precio es fijo y el resto está indexado a las cotizaciones internacionales de diversos combustibles.

En México, el suministro de gas está cubierto con contratos bien, de largo plazo firmados con PEMEX y CFE cuyo precio se encuentra indexado a las cotizaciones internacionales del gas natural en Estados Unidos, o bien contratado en Estados Unidos y, por tanto, con precio que depende de las mismas cotizaciones de gas en ese país.

El negocio del gas en Estados Unidos y Canadá se basa en el almacenamiento de gas natural, por lo que no es necesario realizar compras netas de gas más allá del combustible necesario para el trasiego, inyección y extracción del mismo. Estas cantidades son pequeñas y se van contratando poco a poco en los mercados locales de gas sin existir ningún contrato de aprovisionamiento a largo plazo.

– **Operaciones de compra-venta de energía de no cobertura “trading discrecional”**

Las actividades complementarias de trading discrecional de electricidad, gas, derechos de emisión y otros combustibles y productos asociados, desarrolladas por algunos negocios del Grupo, tienen un carácter reducido y su riesgo global está limitado, a través de límites a las pérdidas (stop-loss) individuales, cuya suma agregada no puede nunca superar el límite máximo del 2% del Beneficio Neto consolidado previsto para el ejercicio, conforme a lo establecido en la política de riesgos de mercado aprobada por el Consejo de IBERDROLA, S.A.

IBERDROLA mantiene niveles bajos de sus actividades de trading discrecional en los últimos años en línea con la tendencia generalizada a reducir la especulación en los mercados. A 31 de diciembre de 2015 el valor nocional de los derivados especulativos (calculados según los criterios marcados por la regulación europea EMIR) era menor de 150 millones de euros frente a un valor de 135 millones de euros a 31 de diciembre de 2014. En cualquier caso, son valores muy inferiores a los 3.000 millones de euros que se establece como umbral para las empresas no financieras en la regulación europea EMIR.

### 5.5.5 Otros riesgos operacionales a destacar

Durante la operación de todas las actividades del Grupo IBERDROLA, se pueden producir pérdidas directas o indirectas ocasionadas por procesos internos inadecuados, fallos tecnológicos, errores humanos o como consecuencia de elementos externos.

Todo ello podría traducirse en el deterioro o la destrucción de las instalaciones del Grupo IBERDROLA, por un lado, y, por otro, en daños o perjuicios a terceros o al medio ambiente, con las consecuentes reclamaciones, especialmente en el caso de corte del suministro energético por incidentes en nuestras redes de distribución, y las posibles sanciones administrativas correspondientes.

Pese al carácter impredecible de muchos de esos factores, el Grupo IBERDROLA mitiga dichos riesgos realizando las inversiones necesarias, aplicando procedimientos y programas de operación y mantenimiento (soportados por sistemas de calidad), planificando una adecuada formación y capacitación del personal y, finalmente, contratando los seguros adecuados, tanto en el ámbito de los daños materiales como en el de la responsabilidad civil.

En relación con la protección aseguradora, IBERDROLA dispone de programas de seguro de ámbito internacional para cubrir tanto el patrimonio (seguros de daños materiales, avería de maquinaria, lucro cesante, daños por catástrofes naturales y riesgos derivados de la construcción) como las responsabilidades hacia terceros (responsabilidad civil general, responsabilidad por riesgos medioambientales, responsabilidad civil profesional, etc.).

No obstante, el aseguramiento no elimina en su totalidad el riesgo operacional, ya que no siempre es posible, o interesa, trasladar el mismo a las compañías de seguros y, adicionalmente, las coberturas están siempre sujetas a ciertas limitaciones.

En concreto, el Grupo IBERDROLA está expuesto, entre otros, a los siguientes riesgos operacionales:



- Riesgos de averías, explosiones, incendios, vertidos tóxicos o emisiones contaminantes en las redes de distribución de gas y electricidad y las plantas de generación. Riesgos de asociados a la ciberseguridad. Amenazas o vulnerabilidades de la información, sistemas de control o sistemas de información y comunicaciones del Grupo, así como cualquier consecuencia resultado del acceso, el uso, la divulgación, la degradación, la interrupción, la modificación o la destrucción no autorizadas de información o sistemas de información.
- Riesgos de condiciones meteorológicas extremas y otros supuestos de fuerza mayor.
- Riesgos de sabotaje y/o terrorismo.
- **Riesgos derivados de la actividad nuclear**

En el caso particular de las centrales nucleares del Grupo IBERDROLA en España cabe destacar que están expuestas a riesgos derivados de su explotación, y del almacenamiento y manipulación de materiales radiactivos.

- La legislación española, actualmente en vigor, limita la responsabilidad de los operadores de centrales nucleares en caso de accidente nuclear a 700 millones de euros. La responsabilidad derivada de un accidente nuclear es de cobertura obligatoria para el explotador de las centrales nucleares españolas. El Grupo IBERDROLA la garantiza mediante la contratación de una póliza de seguro de Responsabilidad Civil Nuclear por instalación. No obstante, la Ley 12/2011 de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos incrementará el límite de responsabilidad del operador y el consiguiente límite de cobertura obligatoria hasta 1.200 millones de euros para el caso de centrales nucleares. Esta ley entrará en vigor cuando los países firmantes de los Convenios de París y Bruselas ratifiquen los Protocolos de Modificación a los mismos de 2004, en la forma en que se establece en los mismos Convenios.
- Por otra parte, es necesario señalar el riesgo económico indirecto al que están sometidas dichas centrales consecuencia de un hipotético incidente grave en otro país o en España, que podría tener un impacto en las periódicas renovaciones de sus licencias de operación y por el incremento de sus inversiones obligatorias en seguridad.
- **Riesgos relativos al medio ambiente**

IBERDROLA reconoce el medio ambiente como un condicionante de toda actividad humana a la vez que un factor de competitividad para las empresas y se compromete a promover la innovación en este campo y la ecoeficiencia, a reducir progresivamente los impactos medioambientales de sus actividades, instalaciones, productos y servicios, así como a esforzarse por armonizar el desarrollo de sus actividades con el legítimo derecho de las generaciones futuras a disfrutar de un medio ambiente adecuado.

Este compromiso es asumido e impulsado a través de las políticas del Grupo. Actualmente IBERDROLA cuenta con tres políticas específicas referidas a la gestión de los aspectos ambientales: política de medio ambiente, política contra el cambio climático y política de biodiversidad a través de las cuales se establecen los principios para que la Sociedad siga progresando en la línea de mejora de su gestión ambiental.

Por otra parte IBERDROLA ha sido reconocida por duodécimo año consecutivo en el prestigioso índice mundial Dow Jones Sustainability Index, referente global para medir la aportación de las empresas al desarrollo sostenible, así como en otros índices de sostenibilidad de prestigio internacional. Se convierte en la única utility presente en el índice desde su creación en el año 1999.

- **Riesgo operacional de las operaciones en los mercados**

Adicionalmente, cabe destacar el riesgo operacional de las operaciones en los mercados realizadas por las distintas mesas de operaciones de gestión de la energía y de tesorería del Grupo, consecuencia de posibles procesos inadecuados, errores tecnológicos, fallos humanos, fraude así como cualquier otro evento interno o externo.

Este riesgo se gestiona atendiendo a los principios establecidos en la política de riesgo operacional en las operaciones de mercado, basada en una sólida cultura de riesgos, una adecuada segregación de funciones, la formalización de políticas y procesos claros y la disponibilidad de sistemas de información seguros y flexibles. Esta política establece directrices y límites específicos que aplican a todas las operaciones realizadas, conforme a un principio de proporcionalidad.

- **Riesgos de ciberseguridad**

Las sociedades del Grupo IBERDROLA son susceptibles de verse afectadas por amenazas y vulnerabilidades de la información, sistemas de control o sistemas de información y comunicaciones del Grupo, así como cualquier consecuencia resultado del acceso, el uso, la divulgación, la degradación, la interrupción, la modificación o la destrucción no autorizadas de información o sistemas de información, incluidas las consecuencias resultantes de un acto terrorista.

Estos riesgos se gestionan atendiendo a los principios básicos establecidos en la Política de ciberseguridad, que desarrolla las acciones necesarias para impulsar un uso seguro de los sistemas de información y comunicaciones y otros Ciberactivos, fortaleciendo las capacidades de detección, prevención, defensa y respuesta a los Ciberataques.

### 5.5.6 Riesgos judiciales

Las sociedades del Grupo IBERDROLA son parte de ciertas disputas judiciales y extrajudiciales dentro del curso ordinario de sus actividades, el resultado final es generalmente incierto. Un resultado adverso, o un acuerdo extrajudicial de estos u otros procedimientos en el futuro podrían tener un efecto material adverso en nuestro negocio, situación financiera, resultados de las operaciones y flujos de caja. No obstante, la opinión de los asesores legales del Grupo es que el desenlace de las mencionadas disputas no tendrá un efecto significativo.

Para una descripción más detallada de los asuntos más relevantes en curso consulte la Nota 43 de las cuentas anuales "Pasivos contingentes".

### 5.6 Riesgos materializados durante el ejercicio

Ver apartado *Sistemas de control y gestión de riesgos del Informe de gobierno corporativo 2016*.

## 6. CIRCUNSTANCIAS IMPORTANTES OCURRIDAS TRAS EL CIERRE DEL EJERCICIO

Los hechos posteriores al cierre del ejercicio se describen en la Nota 50 de la Memoria.

## 7. ACTIVIDADES DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO

- Para Iberdrola la innovación es una variable de carácter estratégico que afecta a todos los negocios y a todas las actividades que desarrollamos. Queremos ser líderes en innovación dentro del sector energético, teniendo como ejes de nuestras actividades en este campo el desarrollo sostenible, el fomento de las energías renovables, el aprovechamiento de las oportunidades que ofrece la digitalización en todos sus ámbitos, la automatización y la apuesta por tecnologías y nuevos modelos de negocio. Durante 2016, se han destinado más de 211 millones de euros a actividades de I+D+i, destacando las iniciativas relacionadas con las redes inteligentes, la generación limpia, la eólica offshore y nuevas tecnologías y modelos de negocio. Gracias a la participación de todos los empleados en el Grupo Iberdrola se están desarrollando más de 200 proyectos de I+D+i con impacto en el negocio a corto/medio plazo.
- Gracias al continuo compromiso con la innovación, Iberdrola es hoy un grupo multinacional líder en el sector energético, que se ha anticipado claramente a la transición energética para hacer frente a los retos del cambio climático y a la necesidad de energía limpia, siendo reconocida como la utility española más innovadora y la tercera de Europa, según la clasificación de la Comisión Europea.
- Iberdrola Ventures – PERSEO es el programa de Capital Riesgo Corporativo de IBERDROLA, dedicado a la inversión en tecnologías y modelos de negocio innovadores que aseguren la sostenibilidad del modelo energético. A nivel internacional destaca la compañía STEM en Silicon Valley, participada por Perseo, y que en 2016 se ha consolidado como líder del mercado de almacenamiento distribuido con más de 200 instalaciones de almacenamiento ya operativas. A nivel nacional, cabe destacar el crecimiento de la empresa salmantina Arbórea Intellbird, participada por Perseo. Arbórea utiliza drones para inspeccionar todo tipo de infraestructuras energéticas y en 2016 ha comenzado su expansión internacional alcanzado el hito de inspeccionar más de 600 palas de aerogeneradores en España y México.

Bajo una estrategia clara, que se recoge en el Plan de Innovación 2015-2017, la innovación es la principal herramienta de IBERDROLA para garantizar la sostenibilidad, la eficiencia y la competitividad de la Compañía, en base a tres ejes:

- Eficiencia, orientada a la optimización continua de nuestras operaciones, la gestión de vida de las instalaciones y equipos, la reducción de los costes de operación y mantenimiento y la disminución del impacto ambiental con el fin de adaptarnos a un entorno cada vez más exigente que nos impulsa a mejorar constantemente tanto desde el punto de vista tecnológico como el de nuestros procesos y operaciones.
- Nuevos productos y servicios novedosos y competitivos que se adapten a un mercado cada vez más global y que tengan como objetivo fundamental dar respuesta a las necesidades de los clientes. Son proyectos que, empleando la tecnología existente, dan lugar a modelos de negocio innovadores encaminados a ofrecer un suministro de energía, de equipamiento y de tecnologías cada vez más eficientes y respetuosos con el medio ambiente, entre los que cabe destacar la eficiencia energética, vehículos eléctricos, redes inteligentes y recursos energéticos distribuidos.
- Tecnologías y modelos de negocio disruptivos que nos permitan afrontar los retos energéticos del futuro y adaptarnos a los cambios que están surgiendo en el sector eléctrico. A través de PERSEO, el programa de capital riesgo corporativo de IBERDROLA, invertimos en tecnologías y nuevos negocios disruptivos que aseguren la sostenibilidad del modelo energético.

Gracias a los esfuerzos humanos y económicos (211 millones de euros en 2016) destinados a la innovación, a día de hoy estamos a la vanguardia en el desarrollo de nuevos productos, servicios y modelos de negocio que están transformando el sector energético.

Se destacan a continuación algunas de las iniciativas innovadoras clasificadas según grandes áreas.

### 7.1 Energías renovables

Las actividades de Innovación en Renovables en el 2016 se han centrado fundamentalmente en:

- Mejorar la eficiencia de nuestros activos en operación,
- Mejorar la integración de las energías renovables
- Desarrollar nuevos diseños o procesos para proyectos en construcción o futuros fundamentalmente asociados a energía eólica offshore, destacando los aplicados a los proyectos de Wikinger (Alemania) y East Anglia I (Reino Unido).

La mejora de eficiencia en Parques Eólicos está encaminada a reducir costes de operación y mantenimiento y a mejorar la producción:

En el ámbito del recurso energético, se continúa con el desarrollo de un modelo interno para el diseño de parques eólicos basado en dinámica de fluidos y el uso de supercomputadores. Adicionalmente, se está participando en el proyecto colaborativo Europa-Brasil HPC4E (High Performance Computing for Energy) con el objetivo de preparar los modelos de dinámica de fluidos (CFD) a los futuros superordenadores "hexa-escala".

Alargar la vida de las instalaciones, reducir sus costes e impacto y garantizar su fiabilidad son otros de los grandes retos que año a año implican una gran cantidad de recursos y esfuerzo. Destacan en esta actividad la continuidad de los proyectos OLEO y MINEROIL que analizan a largo plazo el comportamiento de aceites lubricantes en diferentes modelos de máquinas. El uso de drones para la inspección visual y termográfica de las palas de los aerogeneradores en los propios parques eólicos para una detección precoz que evite daños futuros de mayor envergadura o reparaciones más costosas (proyecto Arborea). Finalmente, con el objetivo de mejorar la producción sin aumentar las cargas en determinados componentes, se ha realizado el análisis e incorporación de nuevas estrategias de control en los aerogeneradores.

Dentro de las herramientas disponibles para la gestión de la explotación de los parques eólicos se trabaja en la mejora continua de la predicción de la producción para la reducción de los desvíos con respecto a la producción real (Meteoflow), así como se impulsa la monitorización de los equipos principales de los aerogeneradores y sus rendimientos con el objetivo de permitir la detección temprana de fallos en componentes o reducción de producción mediante el uso de herramientas de inteligencia artificial y big data.

Dentro de los proyectos encaminados a la mejora de la integración de las energías renovables destaca el proyecto ESS2Wind cuyo objetivo es el análisis de la posible aplicación de sistemas de almacenamiento de baterías asociados a parques eólicos para proveer servicios auxiliares al sistema. También se han realizado estudios de integración híbrida de eólica, solar y almacenamiento.

La innovación en los proyectos eólicos offshore es fundamental para reducir los costes y limitar los riesgos de los proyectos en construcción y futuros. Durante el ejercicio 2016 se ha procedido a la instalación de los pilotes y las cimentaciones jackets del parque eólico offshore de Wikinger, siendo el primer parque eólico de Iberdrola que dispone de este tipo de cimentaciones. La subestación, tiene un diseño innovador por su cimentación jacket de 6 patas y por haberse construido en dos bloques independientes (para facilitar su transporte hasta el emplazamiento) que se ensamblan posteriormente en el propio parque. Dentro del proyecto MARINEL se ha analizado un diseño optimizado de la ubicación de los equipos eléctricos de la subestación, además de alternativas para la instalación con las soluciones autoinstalables.

Además, se ha finalizado el proyecto Flidar, cuyo objetivo principal es la sustitución de torres meteorológicas offshore que requieren costosas cimentaciones para su instalación por estaciones flotantes con un sistema de medida alternativo denominado LIDAR (Light Detection And Ranging). Se ha continuado con el desarrollo del proyecto Leanwind que tiene como objetivo principal reducir costes a lo largo de la vida del parque y en toda la cadena de suministro mediante la aplicación de los principios “lean” y el desarrollo de soluciones y herramientas innovadoras. Estas soluciones se pueden aplicar a todo tipo de instalaciones offshore, también las que incluyan cimentaciones flotantes, como las que se están analizando en el proyecto Lifes50+.

También se continúa colaborando en el proyecto europeo Best Paths donde se analizan las redes HVDC (High Voltage Direct Current) multiterminales y de diferentes suministradores para ver las interacciones con los equipos de electrónica de potencia de los aerogeneradores en un escenario en el que se conectarán gran cantidad de eólica offshore a la red. En el mismo área, se ha comenzado la participación en el proyecto europeo Promotion, que profundizando en la temática busca el desarrollo de la tecnología de diversos sistemas de HVDC (convertidores, protecciones e interruptores).

Por último cabe destacar las iniciativas específicamente orientadas a la sostenibilidad, como es el proyecto BRIO, donde se analiza el parque eólico una vez finalizada su vida útil y la valorización de los componentes de alto valor añadido de las palas de los aerogeneradores.

## 7.2 Tecnologías de generación limpia

Durante el ejercicio 2016 los esfuerzos en el área de generación se han centrado en la flexibilidad y eficiencia operativa, respeto por el medio ambiente y la mejora de la seguridad en las instalaciones.

Flexibilidad, eficiencia operativa y seguridad de las instalaciones: Tras finalizar hace unos años el proyecto HOREX, se ha continuado con la línea de investigación del estudio de la expansión química de los hormigones con el proyecto PREXES, el cual se centra en el desarrollo de un modelo de predicción de la expansión en estructuras hidráulicas de hormigón. Respecto a la seguridad de las instalaciones, durante 2016 se ha comenzado con el proyecto VIDAGEN, que persigue el diseño y desarrollo de una herramienta para la gestión de vida de los equipos a presión de forma global, con posibilidad de integrar posteriormente un módulo de análisis estructural.

En Reino Unido destacan el proyecto de inspección y reparación de los discos del rotor de las turbinas de baja presión del ciclo combinado de Rye House a través herramientas robotizadas y el diseño e instalación de un sistema de alimentación ininterrumpida con baterías en Lanark & Galloway. Igualmente destaca la investigación de la fatiga de los polos del generador hidráulico de Cruachan

En el área nuclear destacan los proyectos FILTRONUC y RESONUC. El primero centrado en el diseño y desarrollo de un nuevo diseño del sistema de venteo filtrado, de forma que se maximice el rendimiento de la filtración en la línea de venteo sin perjudicar con ello la seguridad del sistema. Y dentro del marco del RESONUC se está monitorizando y caracterizando las resonancias en sistemas críticos para establecer una solución que garantice su óptima funcionalidad como elemento significativo en la seguridad y fiabilidad de las centrales nucleares.

Medio ambiente: Iberdrola sigue firme en su apuesta por la reducción del impacto medioambiental de sus plantas de generación, con la ejecución de un ambicioso proyecto denominado CO2FORMARE, para dar solución al problema de *macrofouling* en los sistemas de refrigeración de las centrales de generación eléctrica de una forma sostenible y reduciendo el impacto medioambiental, tanto en emisiones a la atmosfera como al medio acuático. Durante 2016, los conocimientos técnicos generados del proyecto COEBEN-II, desarrollado en la central térmica de Velilla del Río Carrión han servido de base para el lanzamiento de los proyectos QUEMANOx y REMINOx, que persiguen, a través de nuevos diseños de quemadores y combinación de tecnologías desarrolladas anteriormente, adecuar nuestras instalaciones de Lada y Velilla a los requisitos medioambientales cada vez más restrictivos, ofreciendo una alternativa a soluciones comerciales de alto coste.

### 7.3 Área Comercial - Nuevos proyectos y servicios

La innovación es esencial en la actividad comercial, para poder ofrecer a los clientes los productos y servicios que mejor se adapten a sus necesidades. Así, en 2016, IBERDROLA ha lanzado:

- Nuevas iniciativas para la mejora de la experiencia de cliente:

A lo largo de 2016 se han llevado a cabo innovadoras campañas y proyectos, enfocados en una mayor personalización de contenidos y ofertas, el envío de comunicaciones proactivas en tiempo real, así como potenciar el autoservicio online, permitiendo ofrecer una óptima y homogénea experiencia de cliente durante todo su ciclo de vida, incrementando de esta forma, el customer engagement. Se citan algunas de estas iniciativas:

- o Tarifa óptima: Iberdrola asesora a sus clientes sobre el Plan a Tu Medida que mejor se adapta al consumo que realizan, para que paguen menos en las horas en que más consumen. Para ello, Iberdrola analiza el consumo por horas de millones de clientes para proponerles el plan que se adecua a su consumo, y que no tengan que modificar sus hábitos. Estos planes, lanzados en 2015, han sido los primeros del sector creados para adaptarnos a los clientes y que no sean los clientes los que se adapten a las ofertas energéticas.
  - o Tu Asesor Energético: portal online que permite realizar un asesoramiento completo a particulares y empresas, ya sean clientes o no clientes, en todos los aspectos susceptibles de ahorro en la factura: optimización de la oferta económica, optimización de potencia, consejos de ahorro y eficiencia energética, servicio de callback para resolver cualquier duda y asesoramiento omnicanal (a través de web, teléfono y canales presenciales).
- • Nuevos productos del Hogar Inteligente: Monitor de Consumo y Lámparas Inteligentes:

Iberdrola ha apostado por una gama de productos para la gestión energética del hogar a través de dispositivos conectados a Internet que permitan a los clientes un mayor conocimiento de la energía consumida, e incluso, la propia gestión de dicho consumo, obteniendo así un ahorro energético. Ya desde inicios de 2015 se está comercializando un termostato inteligente y en el 2016 se ha puesto a la venta el Monitor de Consumo, un medidor eléctrico capaz de desagregar el consumo de los principales electrodomésticos del hogar, y las Lámparas Inteligentes, unas bombillas LED inteligentes que pueden controlarse a través del móvil.

Asimismo, Iberdrola continúa participando en proyectos de I+D+i en el área de Movilidad Verde, área de negocio encargada de dar respuesta a las demandas de clientes y de la sociedad en general en relación a la movilidad eléctrica. En el 2016 ha continuado la participación de Iberdrola en proyectos de innovación destacando los proyectos REMOURBAN y AZKARGA. En 2016 se ha comenzado además el proyecto CIRVE en el que Iberdrola participará en el desarrollo de corredores de infraestructuras de recarga rápida de vehículos eléctricos, que permitan la movilidad eléctrica y la conexión de España con Francia y Portugal.

En Reino Unido, se está realizando un piloto para evaluar los beneficios del uso de baterías asociadas a micro generación fotovoltaica. También se está trabajando en el análisis de los datos de consumo de los clientes para facilitarles asesoramiento y consejos sobre eficiencia energética. Por último destaca el programa de gestión activa de la demanda que se está ofreciendo a grandes clientes. En el ámbito de nuevos productos digitales, la nueva plataforma PowerUp permite a los consumidores comprar gas o electricidad en paquetes desde un día, un mes, hasta 180 días, por adelantado a un precio pre-establecido.

#### 7.4 Redes inteligentes

Iberdrola, líder en digitalización y automatización de activos e infraestructuras, es pionero en el desarrollo de redes inteligentes, tanto en el ámbito español como europeo, manteniendo siempre su compromiso en seguridad, aspectos medioambientales, y mejora en la calidad del suministro. A continuación se detallan las iniciativas más destacables de 2016.

En Europa, Iberdrola lidera el proyecto UPGRID con el que busca reforzar su capacidad como integrador de demanda activa y generación distribuida en baja tensión. Han concluido con éxito el proyecto IGREENGrid, para el desarrollo de metodologías precisas que permitan la integración de las energías renovables en las redes de distribución eléctrica y el DISCERN donde se compararon distintas soluciones de inteligencia de la red buscando el conjunto de arquitecturas más optimizadas. Se ha continuado la actividad del proyecto GRID+STORAGE cuyo objetivo es la integración de soluciones de almacenamiento en redes eléctricas.

En España, destaca el proyecto LAYCA, con el que se busca desarrollar un sistema de localización de averías y caracterización de faltas en redes de media tensión. En la línea de normalización y mantenimiento de líneas aéreas, Iberdrola lidera el proyecto MATUSALEN para el desarrollo de una herramienta para la determinación del envejecimiento de cables de media tensión en líneas subterráneas y participa como socio en el proyecto SILECTRIC, en el desarrollo de nuevos aisladores para líneas aéreas y aparataje de alta tensión. Se ha finalizado el proyecto TABON para el desarrollo de una tecnología de verificación e inspección de líneas. En la línea de los sistemas de operación, se ha continuado con el desarrollo y validación del nuevo sistema de telegestión (STG) que permitirá disponer de un acceso inmediato y fiable a la información necesaria, integrando diversos módulos para la gestión eficiente de la red eléctrica y del parque de contadores. El proyecto BIDELEK ha concluido su actividad de innovación focalizada en el desarrollo e industrialización de nuevas aplicaciones y equipos.

En el Reino Unido destacan los proyectos FITNESS, que pretende demostrar un nuevo concepto de subestación digital, PHOENIX cuyo objetivo es desarrollar un nuevo compensador híbrido síncrono que permitirá un mayor uso de energía renovable en situaciones de restricción de generación convencional, POWER2TOWER, para investigar la viabilidad de un sistema de monitorización de redes de transporte a través de plataformas de comunicación inalámbrica montadas sobre los apoyos y el VWAM que analiza los modelos virtuales de líneas aéreas desarrollados usando tecnología LiDAR.

En Brasil, se están realizando proyectos de innovación en torno a cinco líneas principales: redes inteligentes, calidad y fiabilidad de la red, seguridad en las instalaciones, disminución de las pérdidas y sostenibilidad. Destacan los proyectos de desarrollo de tecnología nacional de redes inteligentes, el proyecto BID MONITOR, desarrollo de un sistema como apoyo para la toma de decisiones en ventas de energía eléctrica y el proyecto CIUDADE INTELIGENTE para la implantación de un modelo de referencia urbana basado en Smart Grids.

En Estados Unidos, destacan las iniciativas incluidas en el programa Energy Smart Community (ESC) cuyo objetivo es conectar de forma eficiente a consumidores, comunidad y mercado de recursos energéticos distribuidos. ESC incluye proyectos de mejora en áreas de eficiencia, experiencia del consumidor, redes inteligentes y recursos energéticos distribuidos. Igualmente se están realizando el proyecto AMI para la automatización de infraestructuras de medición y el ARIES, un sistema aéreo integrado para evaluar los daños provocados por fenómenos meteorológicos utilizando tecnología LIDAR. En esta misma área destaca el uso de drones para detectar los daños causados por temporales de nieve en líneas de distribución y transporte.

El Centro Tecnológico de Iberdrola en Catar tiene como foco el desarrollo de soluciones innovadoras en tres ámbitos clave de la digitalización del sistema eléctrico: (1) medida inteligente y automatización de las redes, (2) integración de energía renovable distribuida y (3) gestión de la demanda. Además del inicio de varios proyectos de I+D con universidades y centros de investigación locales, la compañía ha iniciado proyectos de consultoría con otras eléctricas de Oriente Medio, transfiriendo mejores prácticas en el diseño y despliegue de redes inteligentes.

## 7.5 Iberdrola Ventures – PERSEO

IBERDROLA Ventures - PERSEO es el programa de Capital Riesgo Corporativo de IBERDROLA dotado de 70 millones de euros y dedicado a la inversión en tecnologías y modelos de negocio innovadores que aseguren la sostenibilidad del modelo energético. Desde su creación en 2008, se han invertido a través del programa más de 50 millones de euros en *start-ups* que desarrollan tecnologías y nuevos negocios en el sector energético a nivel mundial. A través de este programa, IBERDROLA ofrece a emprendedores, especialmente en el Reino Unido, Estados Unidos y España, su apoyo inversor, su conocimiento del mercado eléctrico, su base de 32 millones de clientes y más de 45GW de capacidad instalada a nivel mundial. De esta manera, contribuye a desarrollar y dinamizar un tejido empresarial innovador en el sector energético

La compañía prima especialmente la innovación en las siguientes áreas:

- Soluciones Orientadas al Cliente: eficiencia energética, gestión de la demanda, soluciones digitales, etc.
- Recursos Energéticos Distribuidos: soluciones innovadoras de generación y almacenamiento distribuido.



- Energías Renovables: tecnologías relacionadas con generación renovable (solar, eólica, offshore).
- Nuevas tecnologías aplicadas a la Operación y Mantenimiento de infraestructuras energéticas: robótica, sensórica, software, drones, etc.

El portfolio actual de inversiones cubre una amplia y diversificada gama de proyectos bajo el paraguas IBERDROLA Ventures-Perseo, al que se suman otros programas de financiación orientados a proveedores tecnológicos y proyectos con un alto componente social.

Entre las principales actividades de 2016, cabe destacar:

- A nivel internacional, la consolidación como líder del mercado de almacenamiento distribuido de la compañía de Silicon Valley Stem. Esta start-up ofrece ahorros a clientes comerciales e industriales a través de una solución detrás del contador que integra SW (big data y cloud) y baterías. A lo largo de 2016, Stem ha alcanzado las 200 instalaciones de almacenamiento distribuido y ha conseguido atraer más de 110 M\$ de inversión desde su creación.
- A nivel nacional, el crecimiento y desarrollo de la empresa salmantina Arborea Intellbird, participada por Perseo, y que comercializa servicios de inspección con drones para todo tipo de infraestructuras energéticas. En estos momentos Arborea se encuentra en una importante fase de expansión internacional y crecimiento, apoyado por Iberdrola y a lo largo del año 2016 ha inspeccionado más de 600 palas de aerogeneradores de la compañía detectando de manera preventiva anomalías permitiendo una reducción del coste de las reparaciones y mejorando la planificación de los mantenimientos correctivos.

## 8. ADQUISICIÓN Y ENAJENACIÓN DE ACCIONES PROPIAS

La política de autocartera del Grupo establece lo siguiente:

Se considerarán operaciones de autocartera aquéllas que realice la Sociedad, ya sea de forma directa o a través de cualquiera de las sociedades del Grupo, que tengan por objeto acciones de la Sociedad, así como los instrumentos financieros o contratos de cualquier tipo, negociados o no en Bolsa u otros mercados secundarios organizados, que otorguen derecho a la adquisición de, o cuyo subyacente sean, acciones de la Sociedad.

Las operaciones de autocartera tendrán siempre finalidades legítimas, tales como, entre otras, facilitar a los inversores la liquidez y profundidad adecuadas en la negociación de las acciones de la Sociedad, ejecutar programas de compra de acciones propias aprobados por el Consejo de Administración o acuerdos de la Junta General de Accionistas, cumplir compromisos legítimos previamente contraídos o cualesquiera otros fines admisibles conforme a la normativa aplicable. En ningún caso las operaciones de autocartera responderán a un propósito de intervención en el libre proceso de formación de los precios. En particular, se evitará la realización de cualquiera de las conductas referidas en los artículos 83.ter.1 de la Ley del Mercado de Valores, 2 del Real Decreto 1333/2005, de 11 de noviembre, por el que se desarrolla la Ley del Mercado de Valores, en materia de abuso de mercado.

Las operaciones de autocartera del Grupo no se realizarán en ningún caso sobre la base de información privilegiada.

La gestión de la autocartera se llevará a efecto con total transparencia en las relaciones con los supervisores y los organismos rectores de los mercados.

En la Nota 20 de las Cuentas anuales consolidadas se presentan los movimientos de los últimos ejercicios en las acciones de IBERDROLA en cartera de las sociedades del Grupo. Asimismo, otra información sobre las operaciones de los ejercicios 2016 y 2015 se presenta a continuación:

Autocartera	Nº acciones	Miles € nominal	Miles € Coste acc. Propias	Precio medio (euros)	Total acciones	% s/ capital
<b>31.12.2014</b>	<b>60.985.277</b>	<b>45.739</b>	<b>334.014</b>	5,48	<b>6.388.483.000</b>	<b>0,95</b>
Adquisiciones	162.118.086	121.589	938.283	5,79		
Amortización	(148.483.000)	(111.362)	(827.884)	5,58		
Enajenaciones	(6.984.197)	(5.238)	(38.956)	5,58		
<b>31.12.2015</b>	<b>67.636.166</b>	<b>50.728</b>	<b>405.457</b>	5,99	<b>6.336.870.000</b>	<b>1,07</b>
Adquisiciones	247.226.143	185.420	1.450.724	5,87		
Amortización	(157.197.000)	(117.898)	(946.566)	6,02		
Enajenaciones	(6.440.532)	(4.830)	(40.679)	6,32		
<b>31.12.2016</b>	<b>151.224.777</b>	<b>113.420</b>	<b>868.936</b>	<b>5,75</b>	<b>6.362.079.000</b>	<b>2,38</b>

Acciones propias en trust ScottishPower	Nº acciones	Miles € nominal	Miles € Coste acc. Propias	Precio medio (euros)	Total acciones	% s/ capital
<b>31.12.2014</b>	<b>1.996.422</b>	<b>1.497</b>	<b>11.705</b>	5,86	<b>6.388.483.000</b>	<b>0,03</b>
Adquisiciones	438.580	329	2.759	6,29		
Scrip	66.375	50	-	-		
Enajenaciones	(862.814)	(647)	(4.301)	4,98		
<b>31.12.2015</b>	<b>1.638.563</b>	<b>1.229</b>	<b>10.163</b>	6,20	<b>6.336.870.000</b>	<b>0,03</b>
Adquisiciones	404.154	303	2.464	6,10		
Scrip	56.040	42	-	-		
Enajenaciones	(724.352)	(543)	(3.047)	4,21		
<b>31.12.2016</b>	<b>1.374.405</b>	<b>1.031</b>	<b>9.580</b>	<b>6,97</b>	<b>6.362.079.000</b>	<b>0,02</b>

Durante los ejercicios 2016 y 2015 las acciones propias en cartera propiedad del Grupo IBERDROLA han sido siempre inferiores a los límites legales establecidos al respecto.

Por último se describen a continuación las condiciones y plazo del mandato vigente de la Junta al Consejo de Administración para llevar a cabo adquisiciones o transmisiones de acciones propias.

La Junta General de Accionistas, en su reunión de 28 de marzo de 2014, acordó autorizar al Consejo de Administración, con expresa facultad de sustitución, de acuerdo con lo establecido en la Ley de Sociedades de Capital, para la adquisición derivativa de acciones de IBERDROLA, S.A. en las siguientes condiciones:

- a) Las adquisiciones podrán realizarse directamente por IBERDROLA o indirectamente a través de sus sociedades dependientes. Quedan excluidas las sociedades dependientes que desarrollen actividades reguladas de conformidad con lo establecido en la Ley del Sector Eléctrico y en la Ley de Hidrocarburos.
- b) Las adquisiciones se realizarán mediante operaciones de compraventa, permuta o cualquier otra permitida por la ley.

- c) Las adquisiciones podrán realizarse hasta la cifra máxima permitida por la ley (es decir, el 10% del capital social).
- d) Las adquisiciones no podrán realizarse a precio superior del que resulte en Bolsa ni inferior al valor nominal de la acción.
- e) La autorización se ha otorgado por un plazo máximo de cinco años desde la aprobación del acuerdo.
- f) Se establecerá en el patrimonio neto de la sociedad adquirente una reserva indisponible equivalente al importe de las acciones de la sociedad dominante computado en el activo. Esta reserva deberá mantenerse en tanto las acciones no sean enajenadas o amortizadas, ajustándose a lo previsto en la Ley de Sociedades de Capital.

Las acciones que se adquieran como consecuencia de esta autorización podrán destinarse tanto a su enajenación o amortización como a la aplicación de los sistemas retributivos contemplados en la Ley de Sociedades de Capital, añadiéndose a estas alternativas el posible desarrollo de programas que fomenten la participación en el capital de la Sociedad tales como, por ejemplo, planes de reinversión de dividendo, bonos de fidelidad u otros instrumentos análogos.

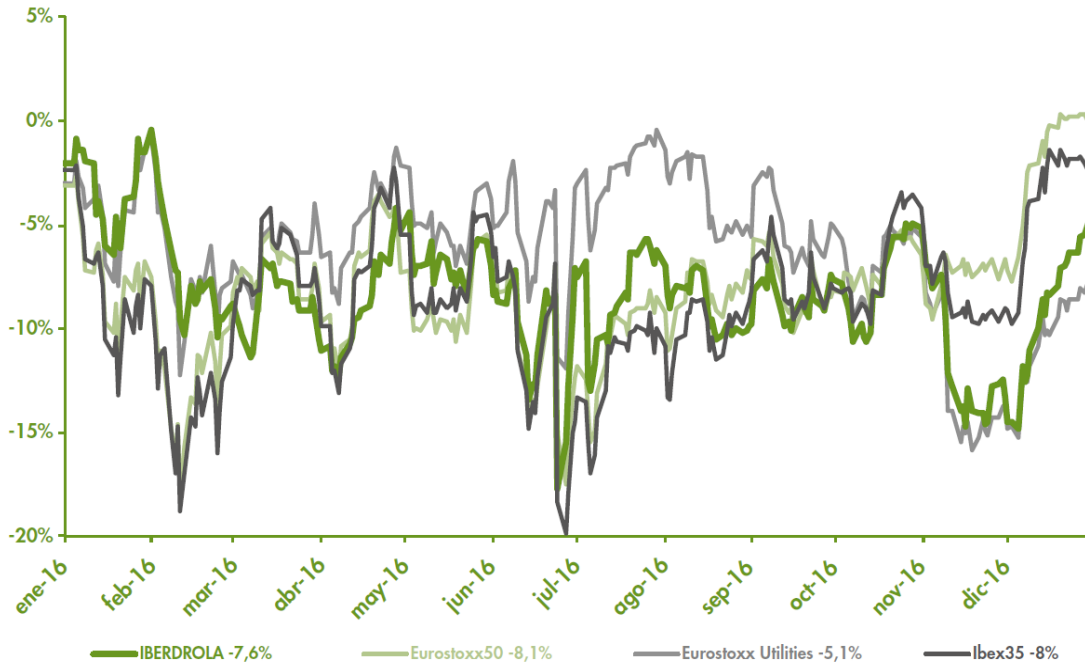
#### - Datos bursátiles

		2016	2015
Capitalización Bursátil (*)	Millones de euros	39.661	41.506
Beneficio por acción	Euros	0,421	0,381
P.E.R. (cotización cierre/beneficio por acción)	Veces	14,81	17,19
Precio / V. Libros (Capitalización sobre Patrimonio neto a cierre periodo)	Veces	1,08	1,12

(\*) 6.362.079.000 acciones a 31/12/16 y 6.336.870.000 acciones a 31/12/15

#### - La acción de IBERDROLA

Evolución bursátil de IBERDROLA frente a los índices



	2016	2015
Número de acciones en circulación	6.362.079.000	6.336.870.000
Cotización cierre del periodo	6,23	6,55
Cotización media periodo	6,01	6,12
Volumen medio diario	25.843.622	31.140.116
Volumen máximo (16/12/2016 - 26/06/2015)	117.034.016	90.216.773
Volumen mínimo (16/05/2016 - 24/12/2015)	4.444.650	4.571.334
Dividendos pagados (euros)	0,286	0,276
- A cuenta bruto (29/01/2016 - 19/12/2014) (1)	0,127	0,127
- Complementario bruto (08/07 y 22/07/2016 - 03/07 y 22/07/2015) (2)	0,154	0,144
Prima de asistencia	0,005	0,005
Rentabilidad por dividendo (3)	4,59%	4,21%

(1) Precio de compra de derechos garantizado por IBERDROLA.

(2) Dividendo complementario en metálico 08/07/2016 y 03/07/2015 = 0,03 euros y precio de compra derechos garantizado por IBERDROLA 22/07/2016 = 0,124 y 22/07/2015 = 0,114 euros.

(3) Dividendo a cuenta, complementario y prima de asistencia a Junta de Accionistas/cotización cierre del periodo

## 9. OTRA INFORMACIÓN RELEVANTE

### 9.1 Medioambientes y sostenibilidad

#### 9.1.1 Medioambiente

IBERDROLA reconoce el medio ambiente como un condicionante de toda actividad humana a la vez que un factor de competitividad para las empresas y se compromete a promover la innovación en este campo y la ecoeficiencia, a reducir progresivamente los impactos medioambientales de sus actividades, instalaciones, productos y servicios, así como a esforzarse por armonizar el desarrollo de sus actividades con el legítimo derecho de las generaciones futuras a disfrutar de un medio ambiente adecuado.

Este compromiso es asumido e impulsado a través de las políticas del Grupo. Actualmente IBERDROLA cuenta con tres políticas específicas referidas a la gestión de los aspectos ambientales: política de medio ambiente, política contra el cambio climático y política de biodiversidad a través de las cuales se establecen los principios para que la Sociedad siga progresando en la línea de mejora de su gestión ambiental.

Por otra parte, IBERDROLA ha sido reconocida por decimotercer año consecutivo en el prestigioso índice mundial Dow Jones Sustainability Index, referente global para medir la aportación de las empresas al desarrollo sostenible, así como en otros índices de sostenibilidad de prestigio internacional. Se convierte, en la única utility presente en el índice desde su creación en el año 1999.

#### 9.1.2 Sostenibilidad

La contribución de IBERDROLA al desarrollo sostenible se materializa mediante unas prácticas de responsabilidad social que atienden las necesidades y las expectativas de sus grupos de interés, con los que la Sociedad mantiene un conjunto de vías de comunicación y diálogo a través de los cuales consigue: comunicar los objetivos, las actuaciones y los logros alcanzados en los tres aspectos del desarrollo sostenible (el económico, el ambiental y el social), y recibir las valoraciones y las peticiones de las partes interesadas.

Indicadores de sostenibilidad	2016	2015
Contribución al PIB (Margen Bruto) (*)	0,54%	0,55%
Contribución al PIB (Cifra de Ingresos) (*)	1,23%	1,39%
Beneficio Neto (millones de euros)	2.705	2.422
Emissiones de CO2 en el periodo (gr. CO2 /kWh): Total	176	225
Emissiones de CO2 en el periodo (gr. CO2 /kWh): España	84	103
Emissiones de CO2 en el periodo (gr. CO2 /kWh): SPW	328	530
Emissiones de CO2 en el periodo (gr. CO2 /kWh): Avangrid	58	64
Producción total libre de emisiones (GWh)	78.413	67.868
Producción España libre de emisiones (GWh)	58.400	46.658
Producción libre de emisiones sobre la producción total (%)	57%	52%
Producción España libre de emisiones sobre la producción total (%)	87%	86%
Potencia instalada total libre de emisiones (MW)	29.826	27.744
Potencia instalada España libre de emisiones (MW)	19.229	18.741
Potencia instalada total libre de emisiones (%)	66%	62%
Potencia instalada España libre de emisiones (%)	74%	73%
Emisión específica SO2 Mix global (g/kWh)	0,052	0,108
Emisión específica Partículas Mix global (g/kWh)	0,005	0,007
Emisión específica NOx Mix global (g/kWh)	0,19	0,25

## 9.2 Fundación IBERDROLA

Durante el ejercicio 2016, el Grupo ha destinado un importe de 11.645 miles de euros a la financiación de diversas fundaciones (18.985 miles de euros a fundaciones del Grupo y 6.584 miles de euros a asociaciones y entidades que persiguen fines de interés general fuera del Grupo).

El principal destino ha sido la financiación de la Fundación IBERDROLA por importe de 7.825 miles euros, de cuyas actividades y objetivos se puede encontrar amplia información en [www.fundacioniberdrola.org](http://www.fundacioniberdrola.org). La Fundación IBERDROLA es una fundación cultural privada, sin ánimo de lucro, fundada por la Sociedad, cuya misión es el desarrollo de iniciativas que contribuyan eficazmente a la mejora de la calidad de vida de las personas en los territorios y países donde actúa el Grupo, especialmente en los ámbitos de la sostenibilidad energética, el arte y la cultura, así como la solidaridad y la acción social, gozando de independencia para la consecución de sus fines y de plenas funciones y autonomía propia. La Fundación IBERDROLA, sin perjuicio de su cooperación con cualesquiera otras entidades, coordina y ejecuta la estrategia de responsabilidad social corporativa del Grupo, en la medida en que sea adecuada a su fin fundacional y le sea asignada por el Consejo de Administración.

La Fundación IBERDROLA coordina la actividad social en el Reino Unido a través de la ScottishPower Foundation a la que se han destinado 1.765 miles euros; en Estados Unidos a través de AVANGRID Foundation destinándose 2.269 miles de euros, en Brasil a través del Instituto IBERDROLA Brasil a las que se destinaron 542 miles de euros.

Durante este ejercicio 2016, el Grupo pretende seguir una política de financiación de actividades de interés general, en cuanto a importe y destino, en línea con la seguida en el ejercicio 2016.

**INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO  
DE LAS SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS**

**Datos identificativos del emisor**

<b>Fecha fin del ejercicio de referencia</b>	31/12/2016
<b>CIF</b>	A-48010615
<b>Denominación social</b>	IBERDROLA, S.A.
<b>Domicilio social</b>	Plaza Euskadi número 5, Bilbao 48009 Bizkaia España

**A. ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD****1.1 A.1. Complete el siguiente cuadro sobre el capital social de la sociedad:**

Fecha de última modificación	Capital social (€)	Número de acciones	Número de derechos de voto
22/07/2016	4.771.559.250	6.362.079.000	6.362.079.000

1.1.1 Indique si existen distintas clases de acciones con diferentes derechos asociados:

Sí  No

Clase	Número de acciones	Nominal unitario	Número unitario de derechos de voto	Derechos diferentes

**1.2 A.2. Detalle los titulares directos e indirectos de participaciones significativas, de su sociedad a la fecha de cierre del ejercicio, excluidos los consejeros:**

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	Derechos de voto indirectos		% sobre el total de derechos de voto
		Titular directo de la participación	Número de derechos de voto	
QATAR INVESTMENT AUTHORITY	-	QATAR HOLDING LUXEMBOURG II, S.À.R.L.	541.378.280	8,51
NORGES BANK	203.362.094	-	-	3,20
BLACKROCK, INC.	-	BLACKROCK GROUP	191.563.600	3,01
KUTXABANK, S.A.	-	KARTERA 1, S.L.	191.034.187	3,00

1.2.1 Indique los movimientos en la estructura accionarial más significativos acaecidos durante el ejercicio:

Nombre o denominación social del accionista	Fecha de la operación	Descripción de la operación
NORGES BANK	24/03/2016	Se ha descendido el 3% del capital social
NORGES BANK	06/04/2016	Se ha superado el 3% del capital social

**1.3 A.3. Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del consejo de administración de la sociedad, que posean derechos de voto de las acciones de la sociedad:**

Nombre o denominación social del consejero	Número de derechos de voto directos	Derechos de voto indirectos		% sobre el total de derechos de voto
		Titular directo de la participación	Número de derechos de voto	



DON JOSÉ IGNACIO SÁNCHEZ GALÁN	4.696.445	-	-	0,13
	-	ROYAL PARK 2000, S.L.	3.410.678	
DON IÑIGO VÍCTOR DE ORIOL IBARRA	1.225.083	-	-	0,02
DOÑA INÉS MACHO STADLER	61.801	-	-	0,00
DON BRAULIO MEDEL CÁMARA	27.828	-	-	0,00
DOÑA SAMANTHA BARBER	1.772	-	-	0,00
DOÑA MARÍA HELENA ANTOLÍN RAYBAUD	3.112	-	-	0,00
DON SANTIAGO MARTÍNEZ LAGE	16.264	-	-	0,00
DON JOSÉ LUIS SAN PEDRO GUERENABARRENA	782.432	-	-	0,01
DON ÁNGEL JESÚS ACEBES PANIAGUA	6.112	-	-	0,00
DOÑA GEORGINA KESSEL MARTÍNEZ	2.141	-	-	0,00
DOÑA DENISE MARY HOLT	219	-	-	0,00
DON JOSÉ WALFREDO FERNÁNDEZ	0	-	-	0,00
DON MANUEL MOREU MUNAIZ	22.708	-	-	0,00
	-	DOÑA MARÍA GAMAZO TRUEBA	22.708	
DON XABIER SAGREDO ORMAZA	0	-	-	0,00

<b>% total de derechos de voto en poder del consejo de administración</b>	0,16
---	------

1.3.1 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del consejo de administración de la sociedad, que posean derechos sobre acciones de la sociedad:

Nombre o denominación social del	Número de derechos directos	Derechos indirectos		Número de acciones equivalentes	% sobre el total de derechos
		Titular directo	Número de derechos de		

consejero			voto		de voto

1.4 A.4. Indique, en su caso, las relaciones de índole familiar, comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, en la medida en que sean conocidas por la sociedad, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

Nombre o denominación social relacionados	Tipo de relación	Breve descripción

1.5 A.5. Indique, en su caso, las relaciones de índole comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, y la sociedad y/o su grupo, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

Nombre o denominación social relacionados	Tipo de relación	Breve descripción
KUTXABANK, S.A.	Societaria	1) Iberdrola y Kutxabank, S.A. participan en el capital de Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español, S.A. (5,5% y 0,84%, respectivamente). 2) Iberdrola y Kutxabank, S.A. participan en el capital de Seed Capital de Bizkaia, SGEIC, S.A. (5% y 10%, respectivamente). 3) Iberdrola y Kutxabank, S.A. participan en el capital de Torre Iberdrola, A.I.E. (68,1% y 31,9%, respectivamente). 4) Iberdrola y Kutxabank, S.A. participan en el capital de Sociedad Bilbao Gas Hub, S.A. (1,95% y 7,41%, respectivamente). 5) Iberdrola y Kutxabank, S.A. participan en el capital de Sociedad de Gestión de Activos Procedentes de la Reestructuración Bancaria, S.A. (0,2% y 2,5%, respectivamente).

1.6 A.6. Indique si han sido comunicados a la sociedad pactos parasociales que la afecten según lo establecido en los artículos 530 y 531 de la Ley de Sociedades de Capital. En su caso, descríbalos brevemente y relacione los accionistas vinculados por el pacto:

Sí  No

Intervinientes del pacto parasocial	% de capital social afectado	Breve descripción del pacto

1.6.1 Indique si la sociedad conoce la existencia de acciones concertadas entre sus accionistas. En su caso, descríbalas brevemente:

Sí  No

Intervinientes acción concertada	% de capital social afectado	Breve descripción del concierto

1.6.2 En el caso de que durante el ejercicio se haya producido alguna modificación o ruptura de dichos pactos o acuerdos o acciones concertadas, indíquelo expresamente:

No aplica.

1.7 A.7. Indique si existe alguna persona física o jurídica que ejerza o pueda ejercer el control sobre la sociedad de acuerdo con el artículo 5 de la Ley del Mercado de Valores. En su caso, identifíquela:

Sí  No

Nombre o denominación social
Observaciones

1.8 A.8. Complete los siguientes cuadros sobre la autocarera de la sociedad:

A fecha de cierre del ejercicio:

Número de acciones directas	Número de acciones indirectas (*)	% total sobre capital social
151.224.777	0	2,37

(\*) A través de:

Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de acciones directas
<b>Total:</b>	

1.8.1 Explique las variaciones significativas, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1362/2007, realizadas durante el ejercicio:

Explique las variaciones significativas
<p>Durante el ejercicio 2016 la Sociedad ha remitido a la CNMV tres actualizaciones de su posición de autocarera como consecuencia de un cambio en el número de derechos de voto debido a la realización de operaciones corporativas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- el 4 de febrero coincidiendo con la ampliación de capital efectuada como consecuencia del programa "Iberdrola Dividendo Flexible", se comunicaron adquisiciones directas por un total de 41.537.228 acciones (0,649 %).</li> <li>- el 9 de mayo coincidiendo con la reducción de capital efectuada se comunicaron adquisiciones directas por un total de 58.297.884 acciones (0,934 %); y</li> <li>- el 29 de julio coincidiendo con la ampliación de capital efectuada como consecuencia del programa "Iberdrola Dividendo Flexible", se comunicaron adquisiciones directas por un total de 14.141.497</li> </ul>

acciones (0,222 %).

Igualmente, la Sociedad ha efectuado durante el ejercicio 2016 y la parte transcurrida de 2017, tres comunicaciones más debido a adquisiciones directas de acciones propias en actos sucesivos al haber superado las citadas adquisiciones el 1% de los derechos de voto desde la comunicación precedente:

- el 4 de enero de 2016 se comunicaron adquisiciones directas por un total de 56.603.780 acciones (0,893 %).
- el 21 de noviembre de 2016 se comunicaron adquisiciones directas por un total de 63.677.004 acciones (1,001 %); y
- el 4 de enero de 2017 se comunicaron adquisiciones directas por un total de 69.572.560 acciones (1,094 %).

**1.9 A.9. Detalle las condiciones y plazo del mandato vigente de la junta de accionistas al consejo de administración para emitir, recomprar o transmitir acciones propias.**

La Junta General de Accionistas, en su reunión de 28 de marzo de 2014, acordó autorizar expresamente al Consejo de Administración, con facultad de sustitución, de acuerdo con lo establecido en la Ley de Sociedades de Capital, para la adquisición derivativa de acciones de Iberdrola en las siguientes condiciones:

- a) Las adquisiciones podrán realizarse directamente por Iberdrola o indirectamente a través de sus sociedades dependientes. Quedan excluidas las sociedades dependientes que desarrollen actividades reguladas de conformidad con lo establecido en la Ley del Sector Eléctrico y en la Ley del Sector de Hidrocarburos.
- b) Las adquisiciones se realizarán mediante operaciones de compraventa, permuta o cualquier otra permitida por la ley.
- c) Las adquisiciones podrán realizarse hasta la cifra máxima permitida por la ley (el 10 % del capital social).
- d) Las adquisiciones no podrán realizarse a precio superior del que resulte en Bolsa ni inferior al valor nominal de la acción.
- e) La autorización se ha otorgado por un plazo máximo de cinco años desde la aprobación del acuerdo.
- f) Se establecerá en el patrimonio neto de la sociedad adquirente una reserva indisponible equivalente al importe de las acciones de la sociedad dominante computado en el activo. Esta reserva deberá mantenerse en tanto las acciones no sean enajenadas o amortizadas, ajustándose a lo previsto en la Ley de Sociedades de Capital.

Las acciones que se adquiriesen como consecuencia de dicha autorización, podrían destinarse tanto a su enajenación o amortización como a la aplicación de los sistemas retributivos contemplados en la Ley de Sociedades de Capital, añadiéndose a estas alternativas el posible desarrollo de programas que fomenten la participación en el capital de la Sociedad tales como, por ejemplo, planes de reinversión de dividendo, bonos de fidelidad u otros instrumentos análogos.

**A.9.bis Capital flotante estimado:**

	%
<b>Capital flotante estimado</b>	85,92

**1.10 A.10. Indique si existe cualquier restricción a la transmisibilidad de valores y/o cualquier restricción al derecho de voto. En particular, se comunicará la existencia de cualquier tipo de restricciones que puedan dificultar la toma de control de la sociedad mediante la adquisición de sus acciones en el mercado.**

Sí  No **Descripción de las restricciones**

Quienes participen en el capital o en los derechos de voto de dos o más sociedades que tengan la condición de Operador Principal de determinados mercados o sectores (incluyendo la generación y suministro de energía eléctrica) en una proporción igual o superior al 3 % no podrán ejercer los derechos en exceso de dicho porcentaje en más de una entidad.

El artículo 29.2 de los Estatutos Sociales dispone que ningún accionista podrá emitir un número de votos superior a los que correspondan a acciones que representen un porcentaje del 10 % del capital social.

Según el artículo 28, no podrán ejercitar su derecho de voto en la Junta General de Accionistas, cuando se trate de adoptar un acuerdo que tenga por objeto: (a) liberarle de una obligación o concederle un derecho; (b) facilitarle cualquier tipo de asistencia financiera, incluida la prestación de garantías a su favor; (c) dispensarle, en caso de ser consejero, de la obligaciones derivadas del deber de lealtad conforme a lo dispuesto en la ley.

El artículo 50 de los Estatutos Sociales prevé que las restricciones estatutarias al ejercicio de los derechos de voto a los accionistas afectados por conflictos de interés establecida en el artículo 28 anterior y la limitación del número máximo de votos que puede emitir un solo accionista contenida en los apartados 2 y 4 del artículo 29 quedarán sin efecto cuando concurren determinadas circunstancias en un escenario de oferta pública de adquisición.

Por otra parte, el artículo 527 del texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital establece que, en las sociedades anónimas cotizadas, las cláusulas estatutarias que, directa o indirectamente, fijen con carácter general el número máximo de votos que pueden emitir un mismo accionista, las sociedades pertenecientes a un mismo grupo o quienes actúen de forma concertada con los anteriores, quedarán sin efecto cuando tras una opa, el oferente haya alcanzado un porcentaje igual o superior al 70 % del capital que confiera derechos de voto, salvo que dicho oferente no estuviera sujeto a medidas de neutralización equivalentes o no las hubiera adoptado.

De conformidad con las leyes de los Estados Unidos de América, debido a los negocios que Avangrid, Inc. -sociedad perteneciente al Grupo Iberdrola- desarrolla en ese país, la adquisición de una participación que dé lugar a la titularidad de un porcentaje igual o superior al 10 % del capital social de Iberdrola estará sometida a la previa aprobación de determinadas autoridades regulatorias estadounidenses.

**1.11 A.11. Indique si la junta general ha acordado adoptar medidas de neutralización frente a una oferta pública de adquisición en virtud de lo dispuesto en la Ley 6/2007.**Sí  No 

1.11.1 En su caso, explique las medidas aprobadas y los términos en que se producirá la ineficiencia de las restricciones:

**1.12 A.12. Indique si la sociedad ha emitido valores que no se negocian en un mercado regulado comunitario.**Sí  No 

1.12.1 En su caso, indique las distintas clases de acciones y, para cada clase de acciones, los derechos y obligaciones que confiera.

**B. JUNTA GENERAL**

**1.13 B.1.** Indique y, en su caso detalle, si existen diferencias con el régimen de mínimos previsto en la Ley de Sociedades de Capital (LSC) respecto al quórum de constitución de la junta general.

Sí  No

	% de quórum distinto al establecido en art. 193 LSC para supuestos generales	% de quórum distinto al establecido en art. 194 LSC para los supuestos especiales del art. 194 LSC
Quórum exigido en 1ª convocatoria	-	66,67
Quórum exigido en 2ª convocatoria	-	60,00

**Descripción de las diferencias**

Como única excepción al régimen previsto en la Ley de Sociedades de Capital, el artículo 21.2 de los Estatutos Sociales aumenta el quórum de asistencia necesario "para la adopción de acuerdos sobre sustitución del objeto social, la transformación, la escisión total, la disolución de la Sociedad y la modificación de este apartado 2", en cuyo caso "habrán de concurrir a la Junta General de Accionistas, en primera convocatoria, las dos terceras partes (2/3) del capital social suscrito con derecho de voto y, en segunda convocatoria, el sesenta por ciento (60 %) de dicho capital social".

**1.14 B.2.** Indique y, en su caso, detalle si existen diferencias con el régimen previsto en la Ley de Sociedades de Capital (LSC) para la adopción de acuerdos sociales:

Sí  No

Describa en qué se diferencia del régimen previsto en la LSC.

	Mayoría reforzada distinta a la establecida en el artículo 201.2 LSC para los supuestos del 194.1 LSC	Otros supuestos de mayoría reforzada
% establecido por la entidad para la adopción de acuerdos	75,00 %	75,00 %

**Describa las diferencias**

El artículo 52 de los Estatutos Sociales prevé que los acuerdos que tengan por objeto la supresión o modificación de las normas contenidas en el título IV (neutralización de limitaciones en caso de ofertas públicas de adquisición), en el artículo 28 (conflictos de interés) y en los apartados 2 a 4 del artículo 29 (limitación al número máximo de votos que puede ejercer un accionista) requerirán del voto favorable de las tres cuartas partes (3/4) del capital social presente o representado en la Junta General de Accionistas.

**1.15 B.3.** Indique las normas aplicables a la modificación de los estatutos de la sociedad. En particular, se comunicarán las mayorías previstas para la modificación de los estatutos, así como, en su caso, las normas previstas para la tutela de los derechos de los socios en la modificación de los estatutos.

Además de lo dispuesto en el artículo 285 y siguientes de la Ley de Sociedades de Capital, los Estatutos Sociales de Iberdrola contienen los artículos 21.2 (quórum de constitución reforzado) y 52 (mayoría reforzada) mencionados en los apartados B.1 y B.2 anteriores.

**1.16 B.4. Indique los datos de asistencia en las juntas generales celebradas en el ejercicio al que se refiere el presente informe y los del ejercicio anterior:**

Datos de asistencia					
Fecha junta general	% de presencia física	% en representación	% voto a distancia		Total
			Voto electrónico	Otros	
27/03/2015	21,45	57,04	0,11	0,05	78,65
08/04/2016	8,00	69,68	0,19	0,04	77,91

**1.17 B.5. Indique si existe alguna restricción estatutaria que establezca un número mínimo de acciones necesarias para asistir a la junta general:**

Sí  No

Número de acciones necesarias para asistir a la junta general	
---	--

**1.18 B.6. Apartado derogado.**

**1.19 B.7. Indique la dirección y modo de acceso a la página web de la sociedad a la información sobre gobierno corporativo y otra información sobre las juntas generales que deba ponerse a disposición de los accionistas a través de la página web de la Sociedad.**

[www.iberdrola.com](http://www.iberdrola.com) > Gobierno corporativo.

En esta misma dirección se puede acceder a la información relativa a las pasadas juntas generales de la Sociedad: [www.iberdrola.com](http://www.iberdrola.com) > Gobierno corporativo > Junta General de Accionistas.

**C. ESTRUCTURA DE LA ADMINISTRACIÓN DE LA SOCIEDAD****1.20 C.1. Consejo de administración****1.21 C.1.1. Número máximo y mínimo de consejeros previstos en los estatutos sociales:**

Número máximo de consejeros	14
Número mínimo de consejeros	9

**1.22 C.1.2. Complete el siguiente cuadro con los miembros del consejo:**

Nombre o denominación social del consejero	Representante	Categoría de consejero	Cargo en el consejo	Fecha primer nombramiento	Fecha último nombramiento	Procedimiento de elección
DON JOSÉ IGNACIO SÁNCHEZ GALÁN	-	EJECUTIVO	PRESIDENTE -CONSEJERO DELEGADO	21/05/2001	27/03/2015	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON IÑIGO VÍCTOR DE ORIOL IBARRA	-	OTRO EXTERNO	CONSEJERO	26/04/2006	08/04/2016	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DOÑA INÉS MACHO STADLER	-	INDEPENDIENTE	CONSEJERO	07/06/2006	08/04/2016	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON BRAULIO MEDEL CÁMARA	-	INDEPENDIENTE	CONSEJERO	07/06/2006	08/04/2016	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DOÑA SAMANTHA BARBER	-	INDEPENDIENTE	CONSEJERO	31/07/2008	08/04/2016	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DOÑA MARÍA HELENA ANTOLÍN RAYBAUD	-	INDEPENDIENTE	CONSEJERO	26/03/2010	27/03/2015	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON SANTIAGO MARTÍNEZ LAGE	-	INDEPENDIENTE	CONSEJERO	26/03/2010	27/03/2015	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON JOSÉ LUIS SAN PEDRO GUERENABARRENA	-	OTRO EXTERNO	CONSEJERO	24/04/2012	27/03/2015	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON ÁNGEL JESÚS ACEBES PANIAGUA	-	INDEPENDIENTE	CONSEJERO	24/04/2012	27/03/2015	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DOÑA GEORGINA KESSEL MARTÍNEZ	-	INDEPENDIENTE	CONSEJERO	23/04/2013	28/03/2014	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DOÑA DENISE MARY HOLT	-	INDEPENDIENTE	CONSEJERO	24/06/2014	27/03/2015	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS



DON JOSÉ WOLFREDO FERNÁNDEZ	-	INDEPENDIENTE	CONSEJERO	17/02/2015	27/03/2015	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON MANUEL MOREU MUNAIZ	-	INDEPENDIENTE	CONSEJERO	17/02/2015	27/03/2015	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS
DON XABIER SAGREDO ORMAZA	-	OTRO EXTERNO	CONSEJERO	08/04/2016	08/04/2016	ACUERDO JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS

<b>Número total de consejeros</b>	14
-----------------------------------	----

1.22.1 Indique los ceses que se hayan producido en el consejo de administración durante el periodo sujeto a información:

Nombre o denominación social del consejero	Categoría del consejero en el momento de cese	Fecha de baja
DON XABIER DE IRALA ESTÉVEZ	Consejero dominical	08/04/2016

**1.23 C.1.3. Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del consejo y su distinta condición:**

1.23.1 CONSEJEROS EJECUTIVOS

Nombre o denominación del consejero	Cargo en el organigrama de la sociedad
DON JOSÉ IGNACIO SÁNCHEZ GALÁN	Presidente y consejero delegado

<b>Número total de consejeros ejecutivos</b>	1
<b>% sobre el total del consejo</b>	7,14

1.23.2 CONSEJEROS EXTERNOS DOMINICALES

Nombre o denominación del consejero	Nombre o denominación del accionista significativo a quien representa o que ha propuesto su nombramiento

<b>Número total de consejeros dominicales</b>	0
<b>% sobre el total del consejo</b>	

1.23.3 CONSEJEROS EXTERNOS INDEPENDIENTES

Nombre o denominación del	Perfil

consejero	
<p>DOÑA INÉS MACHO STADLER</p>	<p>Bilbao, 1959</p> <p>Perfil profesional y biográfico</p> <p>Otras actividades: catedrática de Economía en el Departamento de Economía e Historia Económica de la Universidad Autónoma de Barcelona, profesora de la Barcelona Graduate School of Economics, miembro del Consejo del Observatoire Français des Conjonctures Économiques (OFCE), y miembro de honor de la European Economic Association y de la Asociación Española de Economía.</p> <p>Fechas de nombramiento y reelección como consejera de Iberdrola, S.A.: 7 de junio de 2006, 29 marzo de 2007, 22 de junio de 2012 y 8 de abril de 2016.</p> <p>Formación académica</p> <p>Licenciada en Ciencias Económicas por la Universidad del País Vasco, Máster en Economía por l'École des Hautes Études en Sciences Sociales y Doctorado en Economía (Ph.D.) por esta misma institución académica y por l'École Nationale de la Statistique et de l'Administration Économique (ENSAE) (París, Francia).</p> <p>Experiencia destacable en el sector energético y de ingeniería industrial</p> <p>Ha sido miembro del International Scientific Advisory Committee del Basque Center for Climate Change (bc3) y presidenta del Comité Científico de la Conferencia 2011 de la Asociación Española para la Economía Energética.</p> <p>Experiencia destacable en otros sectores</p> <p>Ha sido presidenta de la Asociación Española de Economía, coordinadora de la Agencia Nacional de Evaluación y Prospectiva, y representante en la European Science Foundation, así como miembro electo del Consejo de la European Economic Association y miembro del Comité Ejecutivo de la European Association for Research in Industrial Economics. Ha formado parte del Consejo Asesor del Servicio de Estudios de Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona, "la Caixa".</p> <p>Ha ejercido la docencia en universidades de Alemania, Bélgica, Brasil, Dinamarca, Francia, Portugal y España.</p>
<p>DON BRAULIO MEDEL CÁMARA</p>	<p>Marchena, Sevilla, 1947</p> <p>Perfil profesional y biográfico</p> <p>Otras actividades: presidente de la Fundación Bancaria Unicaja, de Hidralia, S.A., y de la Federación de Cajas de Ahorros de Andalucía, vicepresidente de la Confederación Española de Cajas de Ahorros (CECA), consejero de la sociedad cotizada Acerinox, S.A. y de Caja de Seguros Reunidos, Compañía de Seguros y Reaseguros, S.A., y catedrático de Hacienda Pública en la Universidad de Málaga.</p> <p>Fechas de nombramiento y reelección como consejero de Iberdrola, S.A.: 7 de junio de 2006, 29 de marzo de 2007, 22 de junio de 2012 y 8 de abril de 2016.</p> <p>Formación académica</p> <p>Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad Complutense de Madrid y doctor en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad de Málaga.</p> <p>Experiencia destacable en el sector energético y de ingeniería industrial</p> <p>Ha sido consejero de Compañía Sevillana de Electricidad, S.A., de Retevisión y de Abertis Infraestructuras, S.A.</p> <p>Experiencia destacable en otros sectores</p>

	<p>Ha sido presidente ejecutivo de Unicaja Banco, S.A., presidente de Ahorro Corporación, S.A. y de CECA, y consejero de Centros Comerciales Carrefour, S.A., y ha formado parte de los órganos de gobierno del Instituto Mundial de Cajas de Ahorros y de la Agrupación Europea de Cajas de Ahorros, de la que ha sido vicepresidente.</p> <p>Asimismo, ha sido vice-consejero de Economía y Hacienda de la Junta de Andalucía y presidente del Consejo Andaluz de Colegios de Economistas. También ha sido miembro del patronato de las siguientes fundaciones: Tres Culturas del Mediterráneo, El Legado Andalusi, Doñana 21 y CIEDES (Centro de Investigaciones Estratégicas y Desarrollo Económico y Social).</p>
DOÑA SAMANTHA BARBER	<p>Dunfermline, Fife, Escocia, 1969</p> <p>Perfil profesional y biográfico</p> <p>Otras actividades: presidenta de Scottish Ensemble, vicepresidenta de Scotland's 2020 Climate Group, miembro del Consejo Asesor de Breakthrough Breast Cancer, de la asociación GlobalScot Network y del Consejo Asesor del Máster de Administración de Empresas de Imperial College London, y realiza actividades de coaching de asesoría y negocios.</p> <p>Fechas de nombramiento y reelección como consejera de Iberdrola, S.A.: 31 de julio de 2008, 20 de marzo de 2009, 22 de junio de 2012 y 8 de abril de 2016.</p> <p>Formación académica</p> <p>Licenciada en Humanidades en Lenguas Extranjeras Aplicadas y Política Europea por la Universidad de Northumbria, Newcastle (Inglaterra, Reino Unido) y Postgrado en Derecho de la Unión Europea por la Universidad de Nancy (Francia).</p> <p>Experiencia destacable en el sector energético y de ingeniería industrial</p> <p>Ha sido miembro del Consejo Asesor de Scottish Power tras la integración de la compañía escocesa en el Grupo Iberdrola.</p> <p>Experiencia destacable en otros sectores</p> <p>Ha sido consultora en el Parlamento Europeo, dando soporte al Comité en Asuntos Económicos y Monetarios, consejera de Business for Scotland y máxima ejecutiva de Scottish Business in the Community.</p> <p>También ha sido miembro del Consejo de Administración de Right Track Scotland, organización dedicada a impulsar oportunidades de educación, formación y empleo para jóvenes en riesgo de exclusión social.</p> <p>Fue seleccionada como una de las "Top 100 Women to Watch" según la lista FTSE y la Universidad de Cranfield, y finalista y segunda clasificada en los Premios Anuales 2012 de IoD Scotland NED.</p>
DOÑA MARÍA HELENA ANTOLÍN RAYBAUD	<p>Toulon, Francia, 1966</p> <p>Perfil profesional y biográfico</p> <p>Otras actividades: vicepresidenta del Consejo de Administración y miembro del Comité de Dirección de Grupo Antolín Irausa, S.A., presidenta de Sernauto (Asociación Española de Fabricantes de Equipos y Componentes para Automoción), vicepresidenta del Club Excelencia en Gestión y consejera de Comercio Exterior de Francia sección España.</p> <p>Fechas de nombramiento y reelección como consejera de Iberdrola, S.A.: 26 de marzo de 2010 y 27 de marzo de 2015.</p> <p>Formación académica</p> <p>Licenciada en Negocios Internacionales y Administración de Empresas por Eckerd College, St. Petersburg, Florida (Estados Unidos de América) y Máster en Administración de Empresas por Anglia University, Cambridge</p>

	<p>(Reino Unido) y por la Escuela Politécnica de Valencia (España).</p> <p>Experiencia destacable en el sector energético y de ingeniería industrial</p> <p>Ha sido consejera externa independiente de Iberdrola Renovables, S.A. y miembro de su Comisión de Operaciones Vinculadas.</p> <p>Ha tenido a su cargo las direcciones corporativas Industrial y de Estrategia de Grupo Antolín Irausa, S.A., donde también ha sido directora de Desarrollo de Recursos Humanos y responsable de Calidad Total del Grupo.</p>
<p>DON SANTIAGO MARTÍNEZ LAGE</p>	<p>Betanzos, A Coruña, 1946</p> <p>Perfil profesional y biográfico</p> <p>Otras actividades: presidente del despacho de abogados Martínez Lage, Allendesalazar &amp; Brokelmann, secretario del consejo de administración de SKF Española, S.A., vicepresidente de la Asociación Española para el Estudio del Derecho Europeo y de la Sección de Derecho Europeo de la Real Academia de Jurisprudencia y Legislación, patrono de la Fundación España México, y miembro de la Comisión de Designación de Árbitros de la Corte Española de Arbitraje.</p> <p>Fechas de nombramiento y reelección como consejero de Iberdrola, S.A.: 26 de marzo de 2010 y 27 de marzo de 2015.</p> <p>Formación académica</p> <p>Licenciado en Derecho por la Universidad Complutense de Madrid. Amplió sus estudios en la Escuela de Funcionarios Internacionales de Madrid, la Escuela Diplomática, la Academia de Derecho Internacional de La Haya, el “Europa Instituut” de Ámsterdam (Holanda) y el INSEAD de Fontainebleau (Francia). Diplomático de carrera en excedencia.</p> <p>Experiencia destacable en el sector energético y de ingeniería industrial</p> <p>Ha sido consejero externo independiente de Iberdrola Renovables, S.A., presidente de su Comisión de Nombramientos, y Retribuciones, y secretario de los consejos de administración de Fujitsu Services, S.A. y Telettra España, S.A.</p> <p>Asimismo, ha sido miembro de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, y de la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo de Iberdrola, S.A.</p> <p>Experiencia destacable en otros sectores</p> <p>Ha sido secretario del Consejo de Administración de la Empresa Nacional Elcano de la Marina Mercante, S.A., y fundador y director de la Gaceta Jurídica de la Unión Europea y de la Competencia.</p> <p>Asimismo, ha sido secretario general de la Fédération Internationale pour le Droit Européen (FIDE) y miembro de la Junta Directiva del Círculo de Empresarios.</p> <p>Como diplomático, ha estado destinado en Argel (Argelia), Libreville (Gabón), Sofía (Bulgaria) y París (Francia), así como en la Secretaría de Estado para las Relaciones con las Comunidades Europeas.</p>
<p>DON ÁNGEL JESÚS ACEBES PANIAGUA</p>	<p>Ávila, 1958</p> <p>Perfil profesional y biográfico</p> <p>Otras actividades: presidente y socio fundador de Grupo MA Abogados Estudio Jurídico, S.L., administrador único y socio profesional de Doble A Estudios y Análisis, S.L.P., miembro del Consejo Asesor de Wolters Kluwer España y patrono de la Fundación para el Análisis y Estudios Sociales (FAES) y de la Fundación Universitaria de Ávila, UCAV. Imparte cursos, seminarios y conferencias sobre distintos aspectos relacionados con el Derecho, la Política y los asuntos sociales.</p>

	<p>Fechas de nombramiento y reelección como consejero de Iberdrola, S.A.: 24 de abril de 2012 y 27 de marzo de 2015.</p> <p>Formación académica</p> <p>Licenciado en Derecho por la Universidad de Salamanca.</p> <p>Experiencia destacable en el sector energético y de ingeniería industrial</p> <p>Ha asesorado como abogado a empresas de los sectores energético y tecnológico/industrial, entre otros. Asimismo, posee un gran conocimiento del ámbito regulatorio por su trayectoria como miembro del Consejo de Ministros del Gobierno de España, senador y diputado nacional.</p> <p>Experiencia destacable en otros sectores</p> <p>Ha sido consejero de Caja Madrid Cibeles, S.A., dedicada a la gestión de participaciones del Grupo Caja Madrid en otras sociedades del sector financiero y de seguros (como Mapfre Internacional, S.A.), así como del negocio bancario minorista fuera de España. Tras la salida a bolsa de Bankia, S.A. fue consejero de Banco Financiero y de Ahorros, S.A. ("BFA"), ejerciendo la presidencia de su Comisión de Auditoría y Cumplimiento.</p> <p>En el ámbito institucional, ha sido ministro de Administraciones Públicas, de Justicia y de Interior del Gobierno de España.</p>
<p>DOÑA GEORGINA KESSEL MARTÍNEZ</p>	<p>México, 1950</p> <p>Perfil profesional y biográfico</p> <p>Otras actividades: consejera independiente y presidenta del Comité de Auditoría del Grupo Financiero Scotiabank Inverlat, y socia de Spectron E&amp;I.</p> <p>Fechas de nombramiento y reelección como consejera de Iberdrola, S.A.: 23 de abril de 2013 y 28 de marzo de 2014.</p> <p>Formación académica</p> <p>Licenciada en Economía por el Instituto Autónomo de México y Máster y Doctorado en Economía por la Universidad de Columbia (Nueva York).</p> <p>Experiencia destacable en el sector energético y de ingeniería industrial</p> <p>Ha sido presidenta de la Comisión Reguladora de Energía y secretaria de Estado de Energía del Gobierno de México.</p> <p>Asimismo, ha sido presidenta del Consejo de Administración de Pemex (Petróleos Mexicanos) y de la Junta de Gobierno de la CFE (Comisión Federal de Electricidad).</p> <p>Ha participado en el Consejo de Energía del Foro Económico Mundial y en el grupo asesor del secretario general de la ONU (Sustainable Energy for All).</p> <p>Experiencia destacable en otros sectores</p> <p>Ha sido asesora del presidente de la Comisión Federal de Competencia; titular de la Unidad de Inversiones y Desincorporación de Entidades Paraestatales de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público; directora general de la Casa de Moneda de México; miembro de los órganos de gobierno de Nafinsa (Nacional Financiera) y de Bancomext (Banco Nacional de Comercio Exterior); y directora general del Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos.</p> <p>En el ámbito académico, ha sido profesora del Departamento de Economía del Instituto Tecnológico Autónomo de México, vicepresidenta de la Licenciatura en Economía y presidenta de la Asociación de Ex Alumnos. Además, ha sido titular de la Cátedra Quintana para Investigación en Comercio Internacional, y autora de numerosos ensayos y artículos especializados.</p>
<p>DOÑA DENISE MARY</p>	<p>Viena, Austria, 1949</p>

<p>HOLT</p>	<p>Perfil profesional y biográfico</p> <p>Otras actividades: consejera independiente y miembro de la Comisión de Riesgos de HSBC Bank plc., presidenta y consejera independiente de M&amp;S Financial Services Ltd., consejera independiente y miembro de las comisiones de Calidad y Seguridad, y de Retribuciones del Consejo de Administración de Nuffield Health, y presidenta de la Comisión de Nombramientos de la Sociedad Británica del Alzheimer.</p> <p>Fechas de nombramiento y reelección como consejera de Iberdrola, S.A.: 24 de junio de 2014 y 27 de marzo de 2015.</p> <p>Formación académica</p> <p>Licenciada en Filología Española, Filología Francesa y Ciencias Políticas por la Universidad de Bristol y doctora en Derecho por la Universidad de Bristol (Inglaterra, Reino Unido).</p> <p>Experiencia destacable en el sector energético y de ingeniería industrial</p> <p>Ha sido consejera de Scottish Power Renewable Energy Ltd. y de Scottish Power Energy Networks Holdings Ltd.</p> <p>Experiencia destacable en otros sectores</p> <p>Diplomática de carrera, ha sido primera secretaria de la Embajada del Reino Unido en Brasil, directora de Recursos Humanos, de Inmigración y de los Territorios de Ultramar del Ministerio de Asuntos Exteriores británico y de la Commonwealth, y embajadora del Reino Unido en México, España y Andorra. Por su contribución al servicio diplomático británico, ha sido distinguida como Dame Commander de la Orden de San Miguel y San Jorge (DCMG).</p> <p>Asimismo, ha sido presidenta de la Anglo-Spanish Society y del Instituto de Estudios Latinoamericanos de la Universidad de Londres.</p>
<p>DON JOSÉ WALFREDO FERNÁNDEZ</p>	<p>Cienfuegos, Cuba, 1955</p> <p>Perfil profesional y biográfico</p> <p>Otras actividades: socio de Gibson, Dunn &amp; Crutcher, y consejero del Council of the Americas y del Center for American Progress.</p> <p>Fechas de nombramiento y reelección como consejero de Iberdrola, S.A.: 17 de febrero de 2015 y 27 de marzo de 2015.</p> <p>Formación académica</p> <p>Graduado en Historia por Dartmouth College (New Hampshire, Estados Unidos de América) y doctor en Derecho por la Universidad de Columbia (Nueva York, Estados Unidos de América).</p> <p>Experiencia destacable en el sector energético y de ingeniería industrial</p> <p>Ha sido subsecretario de Estado para Asuntos Económicos, Empresariales y de Energía de los Estados Unidos de América.</p> <p>Asimismo, ha ejercido como consejero independiente en Iberdrola USA, Inc.</p> <p>Experiencia destacable en otros sectores</p> <p>Ha sido consejero de Dartmouth College, NPR Station WBGO-FM, Middle East Institute y el Ballet Hispanico of New York, y de organizaciones no gubernamentales como Acción Internacional. También ha sido representante del Departamento de Estado en el Comité de Inversión Exterior de los Estados Unidos de América.</p> <p>Asimismo, ha sido nombrado uno de los “World’s Leading Lawyers” por Chambers Global por su trabajo en el sector de fusiones y adquisiciones, “Experto” por la International Financial Law Review, uno de los “World’s Leading Privatization Lawyers” por Euromoney y “Embajador de la Marca España”.</p>

DON MANUEL MOREU MUNAIZ	<p>Pontevedra, 1953</p> <p>Perfil profesional y biográfico</p> <p>Otras actividades: presidente de Seaplace, S.L., administrador único de H.I. de Iberia Ingeniería y Proyectos, S.L. y de Howard Ingeniería y Desarrollo, S.L., consejero de Tubacex, S.A., miembro del Comité Español de Lloyd's Register EMEA, y profesor de la Universidad Politécnica de Madrid - ETSIN, del Máster del Petróleo de la ETSIM, del Master Marítimo del Instituto Marítimo Español y de la Universidad Pontificia Comillas.</p> <p>Fechas de nombramiento y reelección como consejero de Iberdrola, S.A.: 17 de febrero de 2015 y 27 de marzo de 2015.</p> <p>Formación académica</p> <p>Doctor ingeniero naval por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Navales (ETSIN) de la Universidad Politécnica de Madrid y Máster en Ingeniería Oceánica por el Massachusetts Institute of Technology (MIT).</p> <p>Experiencia destacable en el sector energético y de ingeniería industrial</p> <p>Ha sido miembro del Consejo de Administración de Iberdrola Renovables, S.A., y consejero y miembro de la Comisión de Auditoría y Cumplimiento de Gamesa Corporación Tecnológica, S.A.</p> <p>Experiencia destacable en otros sectores</p> <p>Ha sido consejero de Metalships and Docks, S.A., Neumáticas de Vigo, S.A. y Rodman Polyships, S.A., decano del Colegio Oficial de Ingenieros Navales y Oceánicos de Madrid y de España, presidente del Instituto de la Ingeniería de España y profesor del Máster del Petróleo de Repsol.</p>
-------------------------	---

<b>Número total de consejeros independientes</b>	10
<b>% sobre el total del consejo</b>	71,43

1.23.4 Indique si algún consejero calificado como independiente percibe de la sociedad, o de su mismo grupo, cualquier cantidad o beneficio por un concepto distinto de la remuneración de consejero, o mantiene o ha mantenido, durante el último ejercicio, una relación de negocios con la sociedad o con cualquier sociedad de su grupo, ya sea en nombre propio o como accionista significativo, consejero o alto directivo de una entidad que mantenga o hubiera mantenido dicha relación. En su caso, se incluirá una declaración motivada del consejo sobre las razones por las que considera que dicho consejero puede desempeñar sus funciones en calidad de consejero independiente.

No aplica.

#### 1.23.5 OTROS CONSEJEROS EXTERNOS

1.23.6 Se identificará a los otros consejeros externos y se detallarán los motivos por los que no puedan considerar dominicales o independientes y sus vínculos, ya sea con la sociedad, sus directivos, o sus accionistas:

Nombre o denominación social del consejero	Motivos	Sociedad, directivo o accionista con el que mantiene el vínculo
DON IÑIGO VÍCTOR DE ORIOL IBARRA	Durante el ejercicio 2016 una sociedad vinculada al consejero facturó servicios al Grupo Iberdrola. La operación vinculada fue íntegramente informada en el Informe anual de gobierno	IBERDROLA

	corporativo del ejercicio 2015.	
DON JOSÉ LUIS SAN PEDRO GUERENABARRENA	El señor San Pedro Guerenabarrena desempeñó el cargo de consejero-director general hasta el 24 de junio de 2014, fecha en la que cesó voluntariamente en sus funciones ejecutivas, manteniéndose en el cargo de vocal del Consejo de Administración y de la Comisión Ejecutiva Delegada.	IBERDROLA
DON XABIER SAGREDO ORMAZA	Es presidente del Patronato de Bilbao Bizkaia Kutxa Fundación Bancaria, accionista principal de Kutxabank, S.A.	KUTXABANK

<b>Número total de otros consejeros externos</b>	3
<b>% sobre el total del consejo</b>	21,43

1.23.7 Indique las variaciones que, en su caso, se hayan producido durante el periodo en la tipología de cada consejero:

Nombre o denominación social del consejero	Fecha del cambio	Categoría anterior	Categoría actual
DON MANUEL MOREU MUNAIZ	20/12/2016	Otro externo	Independiente

1.24 C.1.4. Complete el siguiente cuadro con la información relativa al número de consejeras durante los últimos 4 ejercicios, así como el carácter de tales consejeras:

	Número de consejeras				% sobre el total de consejeros de cada tipología			
	Ejercicio t	Ejercicio t-1	Ejercicio t-2	Ejercicio t-3	Ejercicio t	Ejercicio t-1	Ejercicio t-2	Ejercicio t-3
<b>Ejecutiva</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Dominical</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Independiente</b>	5	5	5	4	55,55	55,55	55,55	40
<b>Otra externa</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	5	5	5	4	35,71	35,71	35,71	28,57

1.25 C.1.5. Explique las medidas que, en su caso, se hubiesen adoptado para procurar incluir en el consejo de administración un número de mujeres que permita alcanzar una presencia equilibrada de mujeres y hombres.

Explicación de las medidas
El Sistema de gobierno corporativo de la Sociedad, y en particular la Política de selección de candidatos a consejero, atribuye a la Comisión de Nombramientos la función de velar por que, al proveerse nuevas vacantes o al nombrar a nuevos consejeros, los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos



implícitos que puedan implicar discriminación alguna y, en particular, que no obstaculicen la selección de consejeras. Entre sus objetivos se recoge que en 2020 el número de consejeras siga representando, al menos, el 30 % del Consejo de Administración.

Desde el año 2006 Iberdrola ha ido incrementando sostenidamente el número de mujeres en su Consejo de Administración.

En la actualidad cinco de los catorce miembros del Consejo de Administración son mujeres.

En este sentido, el 7 de junio de 2006, el Consejo de Administración designó por cooptación a doña Inés Macho Stadler como consejera independiente, cuyo nombramiento fue ratificado en la Junta General de Accionistas, en su reunión celebrada el 29 de marzo de 2007, que asimismo acordó su reelección por un periodo de cinco años. El 22 de septiembre de 2009 doña Inés Macho Stadler fue designada consejera coordinadora (lead independent director) figura regulada en los artículos 45 de los Estatutos Sociales y 21 del Reglamento del Consejo de Administración, cargo que viene desempeñando ininterrumpidamente hasta la actualidad.

A su vez, en su reunión de 31 de julio de 2008, el Consejo de Administración acordó nombrar por cooptación a doña Samantha Barber como consejera independiente, cuyo nombramiento fue ratificado por la Junta General de Accionistas, en su reunión celebrada el 20 de marzo de 2009. Adicionalmente, desde el 24 de abril de 2012 la señora Barber preside la Comisión de Responsabilidad Social Corporativa, en sustitución de don Braulio Medel Cámara.

Por su parte, la Junta General de Accionistas, en su reunión celebrada el 26 de marzo de 2010, aprobó la propuesta de nombramiento de doña María Helena Antolín Raybaud, con la calificación de consejera externa independiente.

El Consejo de Administración de Iberdrola aprobó con fecha 23 de abril de 2013 designar por cooptación a doña Georgina Kessel Martínez como consejera externa independiente, nombramiento que fue posteriormente ratificado por la Junta General de Accionistas celebrada el 28 de marzo de 2014. Por otro lado, la señora Kessel Martínez fue designada presidenta de la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo con fecha 17 de febrero de 2015, en sustitución de don Julio de Miguel Aynat.

Con fecha 24 de junio de 2014 el Consejo de Administración aprobó el nombramiento por cooptación de doña Denise Mary Holt como consejera externa independiente. Dicho nombramiento fue ratificado por la Junta General de Accionistas celebrada el 27 de marzo de 2015.

Por último, el 27 de marzo de 2015 se ejecutó el desdoblamiento de la Comisión de Nombramientos y Retribución en dos comisiones separadas. A estos efectos, se acordó la designación de doña María Helena Antolín Raybaud y de doña Inés Macho Stadler como presidentas de la Comisión de Nombramientos y de la Comisión de Retribuciones, respectivamente.

Como consecuencia de lo anterior, todas las comisiones consultivas del Consejo de Administración están presididas por mujeres.

**1.26 C.1.6. Explique las medidas que, en su caso, hubiese convenido la comisión de nombramientos para que los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras, y que la compañía busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado:**

**Explicación de las medidas**

La Política de selección de candidatos a consejero asegura que las propuestas de nombramiento de consejeros se fundamenten en un análisis previo de las necesidades del Consejo de Administración. En particular, los candidatos deberán ser personas honorables, idóneas y de reconocida solvencia, competencia, experiencia, cualificación, formación, disponibilidad y compromiso con su función. Deberán ser profesionales íntegros, cuya conducta y trayectoria profesional esté alineada con los principios recogidos en el Código ético del consejero y los valores corporativos recogidos en la Misión, Visión y Valores del grupo Iberdrola.

Además, se procurará que, en la selección de candidatos, se consiga una composición del Consejo de Administración diversa y equilibrada en su conjunto, que enriquezca la toma de decisiones y aporte puntos de vista plurales al debate de los asuntos de su competencia. A tal efecto, en el proceso de selección se promoverá la búsqueda de candidatos con conocimientos y experiencia en los principales países y sectores en los que el Grupo desarrolle o vaya a desarrollar sus negocios. Asimismo, los

consejeros deberán conocer suficientemente las lenguas castellana e inglesa para poder desempeñar sus funciones.

A su vez, el Consejo ha encomendado a la Comisión de Nombramientos la responsabilidad de velar por que, al proveerse nuevas vacantes o al nombrar a nuevos consejeros, los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna y, en particular, puedan obstaculizar la selección de consejeras. Así se prevé expresamente en los artículos 27.6.c) del Reglamento del Consejo de Administración y 3.e) del Reglamento de la Comisión de Nombramientos.

1.26.1 Cuando a pesar de las medidas que, en su caso, se hayan adoptado, sea escaso o nulo el número de consejeras, explique los motivos que lo justifiquen:

Explicación de los motivos
No aplica.

**C.1.6.bis Explique las conclusiones de la comisión de nombramientos sobre la verificación del cumplimiento de la política de selección de consejeros. Y en particular, sobre cómo dicha política está promoviendo el objetivo de que en el año 2020 el número de consejeras represente, al menos, el 30% del total de miembros del consejo de administración.**

La Política de selección de candidatos a consejero es acorde con las más exigentes prácticas nacionales e internacionales de gobierno corporativo en materia de nombramientos, buscando la diversidad de conocimientos, experiencias, orígenes, nacionalidades y género en el seno del Consejo de Administración. La política explicita el compromiso de la Sociedad de eliminar cualesquiera sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras, que en la actualidad representan más de un 35 % de los miembros del Consejo de Administración, habiendo superado ya el compromiso recogido en la norma de que, en el año 2020, el número de consejeras, represente al menos el treinta por ciento del total de miembros del Consejo de Administración. Por último, la política promueve la incorporación al Consejo de Administración de candidatos con experiencia en los consejos de administración de filiales del Grupo, aportando con ello su conocimiento del negocio de la Sociedad a través de dichas filiales.

**1.27 C.1.7. Explique la forma de representación en el consejo de los accionistas con participaciones significativas.**

--

**1.28 C.1.8. Explique, en su caso, las razones por las cuales se han nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial es inferior al 3 % del capital:**

Nombre o denominación social del accionista	Justificación

1.28.1 Indique si no se han atendido peticiones formales de presencia en el consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial es igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales. En su caso, explique las razones por las que no se hayan atendido:

Sí  No

Nombre o denominación social del accionista	Explicación

**1.29 C.1.9.** Indique si algún consejero ha cesado en su cargo antes del término de su mandato, si el mismo ha explicado sus razones al consejo y a través de qué medio, y, en caso de que lo haya hecho por escrito, explique a continuación, al menos los motivos que el mismo ha dado:

Nombre del consejero	Motivo del cese
DON XABIER DE IRALA ESTÉVEZ	Motivos personales.

**1.30 C.1.10.** Indique, en el caso de que exista, las facultades que tienen delegadas el o los consejero/s delegado/s:

Nombre o denominación social del consejero	Breve descripción
DON JOSÉ IGNACIO SÁNCHEZ GALÁN	El presidente y consejero delegado, como órgano social individual, tiene delegadas todas las facultades legal y estatutariamente delegables.

**1.31 C.1.11.** Identifique, en su caso, a los miembros del consejo que asuman cargos de administradores o directivos en otras sociedades que formen parte del grupo de la sociedad cotizada:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social de la entidad del grupo	Cargo	¿Tiene funciones ejecutivas?
DON JOSÉ IGNACIO SÁNCHEZ GALÁN	SCOTTISH POWER, LTD.	Presidente	NO
DON JOSÉ IGNACIO SÁNCHEZ GALÁN	AVANGRID, INC.	Presidente	NO
DON JOSÉ LUIS SAN PEDRO GUERENABARRENA	IBERDROLA ESPAÑA, S.A.	Presidente	NO

**1.32 C.1.12.** Detalle, en su caso, los consejeros de su sociedad que sean miembros del consejo de administración de otras entidades cotizadas en mercados oficiales de valores distintas de su grupo, que hayan sido comunicadas a la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social de la entidad cotizada	Cargo
DON BRAULIO MEDEL CÁMARA	ACERINOX, S.A.	Consejero
DOÑA GEORGINA KESSEL MARTÍNEZ	GRUPO FINANCIERO SCOTIABANK INVERLAT, S.A. DE C.V.	Consejera
DOÑA DENISE MARY HOLT	HSBC BANK, PLC.	Consejera
DON MANUEL MOREU MUNAIZ	TUBACEX, S.A.	Consejero

**1.33 C.1.13. Indique y, en su caso explique, si el reglamento del consejo establece reglas sobre el número máximo de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros:**

Sí  No

Explicación de las reglas
De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 13.b) del Reglamento del Consejo de Administración, no podrán ser nombrados consejeros aquellas personas físicas o jurídicas que ejerzan el cargo de administrador en más de cinco sociedades de las cuales, como máximo, tres podrán tener sus acciones admitidas a negociación en bolsas de valores nacionales o extranjeras. Los cargos en sociedades patrimoniales quedarán excluidos del cómputo. Asimismo, las sociedades pertenecientes a un mismo grupo se considerarán como una sola sociedad.

**1.34 C.1.14. Apartado derogado.**

**1.35 C.1.15. Indique la remuneración global del consejo de administración:**

Remuneración del consejo de administración (miles de euros)	14.548
Importe de los derechos acumulados por los consejeros actuales en materia de pensiones (miles de euros)	0
Importe de los derechos acumulados por los consejeros antiguos en materia de pensiones (miles de euros)	0

**1.36 C.1.16. Identifique a los miembros de la alta dirección que no sean a su vez consejeros ejecutivos, e indique la remuneración total devengada a su favor durante el ejercicio:**

Nombre o denominación social	Cargo/s
DON FRANCISCO MARTÍNEZ CÓRCOLES	Director general de los Negocios del Grupo
DON JOSÉ SAINZ ARMADA	Director general Financiero y de Recursos (CFO)
DON LUIS JAVIER ARANAZ ZUZA	Director de Auditoría Interna
DON PEDRO AZAGRA BLÁZQUEZ	Director de Desarrollo Corporativo
DON JUAN CARLOS REBOLLO LICEAGA	Director de Administración y Control
DON SANTIAGO MARTÍNEZ GARRIDO	Director de los Servicios Jurídicos

Remuneración total alta dirección (en miles de euros)	11.680
---	--------

**1.37 C.1.17. Indique, en su caso, la identidad de los miembros del consejo que sean, a su vez, miembros del consejo de administración de sociedades de accionistas significativos y/o en entidades de su grupo:**

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social del accionista significativo	Cargo

1.37.1 Detalle, en su caso, las relaciones relevantes distintas de las contempladas en el epígrafe anterior, de los miembros del consejo de administración que les vinculen con los accionistas significativos y/o en entidades de su grupo:

Nombre o denominación social del consejero vinculado	Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado	Descripción relación
DON XABIER SAGREDO ORMAZA	KUTXABANK, S.A.	Es presidente del Patronato de Bilbao Bizkaia Kutxa Fundación Bancaria, accionista mayoritario de Kutxabank, S.A.

1.38 C.1.18. Indique si se ha producido durante el ejercicio alguna modificación en el reglamento del consejo:

Sí  No

Descripción modificaciones
<p>Seguidamente se mencionan las principales modificaciones del Reglamento del Consejo de Administración durante el ejercicio 2016:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Se incorporan y actualizan las referencias necesarias a la Misión, Visión y Valores del grupo Iberdrola que, como norma autónoma del Sistema de gobierno corporativo, recoge el ideario corporativo del Grupo Iberdrola.</li> <li>– Se aclara el papel del Consejo de Administración en la aprobación de los objetivos estratégicos del Grupo Iberdrola, incidiendo en el rol que debe seguir teniendo en cuenta su estructura societaria y de gobierno.</li> <li>– En cuanto al cargo del consejero coordinador, se refuerza su independencia y legitimidad contemplando la necesidad de su reelección como consejero coordinador por el Consejo de Administración cuando quien desempeñe dicho cargo sea reelegido como consejero por la Junta General de Accionistas.</li> <li>– Se encomienda al presidente del Consejo de Administración la función de proporcionar a los nuevos consejeros la información necesaria para desempeñar su cargo, así como la de promover el acceso por parte de todos los consejeros a materiales y sesiones de formación que permitan la actualización permanente de sus conocimientos.</li> <li>– Se establece que el secretario del Consejo de Administración auxiliará a la Unidad de Cumplimiento en la tramitación de expedientes de investigación que afecten a algún miembro del Consejo de Administración y, en concreto, en la selección del instructor que, como garantía de independencia, será una persona externa al Grupo.</li> <li>– Se actualizan las competencias de la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo para adaptarlas a la nueva regulación en materia de auditoría de cuentas.</li> <li>– Se clarifica el régimen de las operaciones vinculadas y se reubica su regulación: las operaciones vinculadas y los conflictos de interés con consejeros y accionistas significativos se reincorporan al Reglamento del Consejo de Administración. Por su parte, respecto de los altos directivos se regulan en el <i>Procedimiento para conflictos de interés y operaciones vinculadas con altos directos</i>.</li> <li>– En cuanto a la autorización de operaciones vinculadas, se aclara que, cuando se trate de transacciones en las que no participe Iberdrola, S.A., el ámbito de la autorización del Consejo de Administración o, en su caso, de la Comisión Ejecutiva Delegada, se circunscribirá a verificar que la transacción se realiza en términos y condiciones de mercado y de conformidad con el principio de paridad de trato, sin que dicha autorización altere el reparto competencial que efectúa la estructura societaria y de gobierno del Grupo Iberdrola.</li> <li>– Se suprime la Disposición Transitoria Única relativa a la renovación del Consejo de Administración.</li> </ul>

**1.39 C.1.19. Indique los procedimientos de selección, nombramiento, reelección, evaluación y remoción de los consejeros. Detalle los órganos competentes, los trámites a seguir y los criterios a emplear en cada uno de los procedimientos.**

**1. NOMBRAMIENTO Y REELECCIÓN DE CONSEJEROS**

Corresponde a la Junta General de Accionistas la competencia para nombrar, reelegir y separar a los consejeros.

El Consejo de Administración podrá cubrir las vacantes que se produzcan por el procedimiento de cooptación, con carácter interino hasta la reunión de la primera Junta General de Accionistas que se celebre.

La Comisión de Nombramientos deberá asesorar al Consejo de Administración sobre la configuración más conveniente del propio Consejo de Administración y de sus comisiones en cuanto a tamaño y equilibrio entre las distintas clases de consejeros existentes en cada momento. En todo caso atendiendo a las condiciones que deben reunir los candidatos a consejero conforme a la Política de selección de candidatos a consejero.

No podrán ser nombrados consejeros ni, en su caso, representantes persona física de un consejero persona jurídica:

- a) Las sociedades, nacionales o extranjeras, del sector energético o de otros sectores, competidoras de la Sociedad, así como sus administradores o altos directivos y las personas que, en su caso, fueran propuestas por ellos en su condición de accionistas.
- b) Las personas físicas o jurídicas que ejerzan el cargo de administrador en más de cinco sociedades de las cuales, como máximo, tres podrán tener sus acciones admitidas a negociación en bolsas de valores nacionales o extranjeras.
- c) A los efectos de lo dispuesto en el párrafo anterior, los cargos en sociedades patrimoniales quedarán excluidos del cómputo. Asimismo, las sociedades pertenecientes a un mismo grupo se considerarán como una sola sociedad.
- d) Las personas que, en los dos años anteriores a su eventual nombramiento, hubieran ocupado altos cargos en las administraciones públicas españolas incompatibles con el desempeño simultáneo de las funciones de consejero en una sociedad cotizada, conforme a la legislación estatal o autonómica española, o puestos de responsabilidad en los organismos reguladores del sector energético, de los mercados de valores u otros sectores en los que actúe el Grupo.

Las personas físicas o jurídicas que estén incurso en cualquier otro supuesto de incompatibilidad o prohibición regulado en disposiciones de carácter general, incluidas las que bajo cualquier forma tengan intereses opuestos a los de la Sociedad o el Grupo.

El Consejo de Administración y la Comisión de Nombramientos, dentro del ámbito de sus competencias, procurarán que las propuestas de candidatos recaigan sobre personas honorables, idóneas y de reconocida solvencia, competencia, experiencia, cualificación, formación, disponibilidad y compromiso con su función.

Corresponde a la Comisión de Nombramientos proponer a los consejeros independientes, así como informar las propuestas relativas a las restantes categorías de consejeros.

Cuando el Consejo de Administración se aparte de las propuestas e informes de la Comisión de Nombramientos habrá de motivar las razones de su proceder y dejar constancia en acta de ello.

**2. EVALUACIÓN DE LOS CONSEJEROS**

El Consejo de Administración evaluará anualmente: (i) su funcionamiento y la calidad de sus trabajos; (ii) el desempeño de sus funciones por el presidente del Consejo de Administración y por el consejero delegado, partiendo del informe que le eleve la Comisión de Nombramientos; y (iii) el funcionamiento de sus comisiones, a la vista del informe que estas le eleven. A tal efecto, el presidente del Consejo de Administración organizará y coordinará con los presidentes de las comisiones el referido proceso de evaluación. En el apartado siguiente se da cuenta del proceso de evaluación en el ejercicio 2016.

**3. REMOCIÓN DE CONSEJEROS**

Los consejeros “ejercerán su cargo por un período de cuatro (4) años, mientras la Junta General de Accionistas no acuerde su separación o destitución ni renuncien a su cargo”.

La Comisión de Nombramientos informará al Consejo de Administración sobre las propuestas de

separación por incumplimiento de los deberes inherentes al cargo de consejero o por haber incurrido de forma sobrevenida en alguna de las circunstancias de dimisión o cese obligatorio. Asimismo, podrá proponer la separación de los consejeros en caso de incompatibilidad, conflicto de intereses estructural o cualquier otra causa de dimisión o cese, conforme a la ley o al Sistema de gobierno corporativo de la Sociedad.

El Consejo de Administración únicamente podrá proponer la separación de un consejero independiente antes del transcurso del plazo estatutario cuando concurra justa causa, apreciada por el Consejo de Administración previo informe de la Comisión de Nombramientos, o bien como consecuencia de opas, fusiones u otras operaciones societarias similares que determinen un cambio significativo en la estructura del capital social de la Sociedad, tal y como recomienda el Código de buen gobierno de las sociedades cotizadas.

**1.40 C.1.20. Explique en qué medida la autoevaluación del consejo ha dado lugar a cambios importantes en su organización interna y sobre los procedimientos aplicables a sus actividades:**

Descripción modificaciones
<p>Iberdrola tiene un constante compromiso con el desarrollo de su gobierno corporativo, adoptando las mejores prácticas de los mercados internacionales que le son de aplicación. Con el objetivo de continuar con su permanente mejora, Iberdrola evalúa anualmente el funcionamiento de sus órganos de gobierno y, en base a sus conclusiones, define un Plan de Acción con las principales áreas de trabajo para el próximo ejercicio.</p> <p>Durante 2016 se ha cumplido con más del 90% de las áreas de trabajo definidas en el Plan de Acción correspondiente. En concreto, se ha avanzado de forma significativa en los siguientes ámbitos:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Renovación de la composición de los órganos de gobierno:                     <ul style="list-style-type: none"> <li>-Continua renovación del Consejo de Administración con la incorporación de un consejero con una dilatada experiencia en el sector financiero y auditoría y con un amplio conocimiento del grupo Iberdrola.</li> <li>-Incremento del porcentaje de consejeros independientes en el Consejo de Administración del 64% al 71%.</li> <li>-Ajuste en la composición de la Comisión Ejecutiva Delegada, alineando la representación de las diferentes categorías de consejeros presentes en la Comisión Ejecutiva Delegada con la del Consejo de Administración.</li> </ul> </li> <li>2. Supervisión de la estrategia y de otros temas críticos:                     <ul style="list-style-type: none"> <li>-Aprobación de la estrategia y las proyecciones financieras para el periodo 2016-2020.</li> <li>-Formalización de la Misión, Visión y Valores del grupo Iberdrola como una norma integrante del Sistema de gobierno corporativo.</li> <li>-Revisión de la estrategia de la Sociedad en materia de ciberseguridad.</li> </ul> </li> <li>3. Transparencia/comunicación e involucración de los accionistas:                     <ul style="list-style-type: none"> <li>-Publicación por primera vez de la Memoria anual sobre involucración y contactos con accionistas.</li> <li>-Publicación por primera vez de la Memoria de actividades del Consejo de Administración y de sus comisiones consultivas.</li> </ul> </li> <li>4. Retribuciones:                     <ul style="list-style-type: none"> <li>-Estudio comparativo de la retribución de los consejeros con el apoyo de un asesor externo.</li> </ul> </li> </ol>

**C.1.20 bis Describa el proceso de evaluación y las áreas evaluadas que ha realizado el consejo de administración auxiliado, en su caso, por un consultor externo, respecto de la diversidad en su composición y competencias, del funcionamiento y la composición de sus comisiones, del desempeño del presidente del consejo de administración y del primer ejecutivo de la sociedad y del desempeño y la aportación de cada consejero.**

El Consejo de Administración evalúa su desempeño con periodicidad anual. El 25 de octubre de 2016 el Consejo de Administración aprobó el inicio del proceso de evaluación del propio Consejo de Administración, de la Comisión Ejecutiva Delegada, de sus comisiones consultivas, de los consejeros individualmente y del presidente y consejero delegado. En este último caso la evaluación ha sido dirigida por la consejera coordinadora. El proceso concluyó en la sesión del Consejo de Administración celebrada el 21 de febrero de 2017, con la aprobación de los resultados de la evaluación y el Plan de Acción correspondiente al ejercicio 2017.

Con el objetivo de alinear la Compañía a las mejores prácticas internacionales, se decidió contar con PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L. ("PwC") como asesor externo en el proceso de evaluación.

El proceso de evaluación abarca alrededor de 500 indicadores cuantificables y medibles de forma objetiva que se actualizan cada año con las últimas tendencias y cambios regulatorios. Los campos analizados en cada uno de los informes han sido: (i) el cumplimiento de la Ley de Sociedades de Capital y de la normativa interna de la Sociedad; (ii) un análisis comparativo con comparables nacionales e internacionales; (iii) el seguimiento de las tendencias más avanzadas en materia de gobierno corporativo y (iv) la aplicación de las áreas de trabajo definidas en los planes de acción correspondientes a ejercicios anteriores.

Las conclusiones del proceso de evaluación reflejan un cumplimiento absoluto de los indicadores relacionados con la normativa obligatoria y un alineamiento superior al 90 % con el análisis comparativo, con las últimas tendencias internacionales y con la aplicación de las áreas de mejora identificadas en ejercicios anteriores.

El Plan de Acción 2017 derivado de este proceso de evaluación se centra en continuar progresando en tres ámbitos principalmente:

1. Supervisión de la implementación de la estrategia, del modelo de gobierno y del modelo de negocio.
2. Continua evolución de las capacidades del Consejo de Administración, avanzando en los programas de orientación inicial y de formación de los consejeros.
3. Contraste de las tendencias en materia de remuneraciones.

### **C.1.20 ter Desglose, en su caso, las relaciones de negocio que el consultor o cualquier sociedad de su grupo mantengan con la sociedad o cualquier sociedad de su grupo.**

Las relaciones de negocio que el consultor y las sociedades de su grupo mantuvieron en el ejercicio 2016 con la Sociedad y el Grupo ascendieron en su conjunto a 5,6 millones de euros y estuvieron centradas principalmente en los campos de:

- Apoyo en el ámbito regulatorio y en materia fiscal.
- Asesoramiento en aspectos contables.
- Soporte a la Secretaría del Consejo de Administración.
- Asesoramiento en materia de ciberseguridad e implantación de sistemas tecnológicos.

### **1.41 C.1.21. Indique los supuestos en los que están obligados a dimitir los consejeros.**

Los consejeros deberán presentar su renuncia al cargo y formalizar su dimisión cuando incurran de forma sobrevenida en cualquiera de los supuestos de incompatibilidad o prohibición para el desempeño del cargo de consejero previstos por la ley o el Sistema de gobierno corporativo de Iberdrola.

En este sentido, el artículo 16.3 del Reglamento del Consejo de Administración establece que los consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración en los siguientes casos:

- a) Cuando por circunstancias sobrevenidas se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición previstos en la ley o en el Sistema de gobierno corporativo.
- b) Cuando por hechos o conductas imputables al consejero se hubiere ocasionado un daño grave al patrimonio social o a la reputación de la Sociedad o surgiera riesgo de responsabilidad penal para la



Sociedad o alguna de las sociedades del Grupo.

- c) Cuando perdieran la honorabilidad, idoneidad, solvencia, competencia, disponibilidad o el compromiso con su función necesarios para ser consejero de la Sociedad.

En particular, cuando las actividades que desarrolle el consejero, o las sociedades que controle, directa o indirectamente, o las personas físicas o jurídicas accionistas o vinculadas a cualquiera de ellas, o de la persona física representante del consejero persona jurídica, pudieran comprometer su idoneidad.

- d) Cuando resulten gravemente amonestados por el Consejo de Administración por haber infringido alguna de sus obligaciones como consejeros, mediante acuerdo adoptado por mayoría de dos tercios de los consejeros.
- e) Cuando su permanencia en el Consejo de Administración pueda poner en riesgo por cualquier causa y de forma directa, indirecta o a través de las personas vinculadas con él, el ejercicio leal y diligente de sus funciones conforme al interés social.
- f) Cuando desaparezcan los motivos por los que fue nombrado y, en particular, en el caso de los consejeros dominicales, cuando el accionista o los accionistas que propusieron, requirieron o determinaron su nombramiento, vendan o transmitan total o parcialmente su participación con la consecuencia de perder esta la condición de significativa o suficiente para justificar el nombramiento.
- g) Cuando un consejero independiente incurra de forma sobrevenida en alguna de las circunstancias que, de conformidad con lo dispuesto en la ley, le impidan seguir siendo considerado como tal.

Los supuestos de dimisión en las letras f) y g) anteriores no se aplicarán cuando el Consejo de Administración estime que concurren causas que justifican la permanencia del consejero, previo informe de la Comisión de Nombramientos, sin perjuicio de la incidencia que las nuevas circunstancias sobrevenidas puedan tener sobre la calificación del consejero.

#### 1.42 C.1.22. Apartado derogado.

#### 1.43 C.1.23. ¿Se exigen mayorías reforzadas, distintas de las legales, en algún tipo de decisión?:

Sí  No

1.43.1 En su caso, describa las diferencias.

##### Descripción de las diferencias

El Reglamento del Consejo de Administración (artículo 5.1 del Reglamento del Consejo de Administración) requiere una mayoría de, al menos, dos tercios de los consejeros presentes y representados en la reunión para acordar su modificación.

Por su parte, la amonestación grave de un consejero por haber infringido alguna de sus obligaciones como consejeros (artículo 16.3.d) del Reglamento del Consejo de Administración) exige mayoría de dos tercios de los consejeros.

#### 1.44 C.1.24. Explique si existen requisitos específicos, distintos de los relativos a los consejeros, para ser nombrado presidente del consejo de administración.

Sí  No

##### Descripción de los requisitos

#### 1.45 C.1.25. Indique si el presidente tiene voto de calidad:

Sí  No **Materias en las que existe voto de calidad**

El presidente tiene, en caso de empate, voto de calidad sobre cualquier materia, salvo que incurra en conflicto de interés, en cuyo caso deberá abstenerse de intervenir en las fases de deliberación y votación del acuerdo correspondiente.

**1.46 C.1.26. Indique si los estatutos o el reglamento del consejo establecen algún límite a la edad de los consejeros:**

Sí  No 

Edad límite presidente	-
Edad límite consejero delegado	-
Edad límite consejero	-

**1.47 C.1.27. Indique si los estatutos o el reglamento del consejo establecen un mandato limitado para los consejeros independientes, distinto al establecido en la normativa:**

Sí  No 

Número máximo de ejercicios de mandato	
--	--

**1.48 C.1.28. Indique si los estatutos o el reglamento del consejo de administración establecen normas específicas para la delegación del voto en el consejo de administración, la forma de hacerlo y, en particular, el número máximo de delegaciones que puede tener un consejero, así como si se ha establecido alguna limitación en cuanto a las categorías en que es posible delegar, más allá de las limitaciones impuestas por la legislación. En su caso, detalle dichas normas brevemente.**

De conformidad con el artículo 36.2 de los Estatutos Sociales, todos los consejeros podrán emitir su voto y conferir su representación a favor de otro consejero, si bien los consejeros no ejecutivos solo podrán hacerlo en otro consejero no ejecutivo. Por su parte, los artículos 32.2 y 36.2.b) del Reglamento del Consejo de Administración, configuran como una obligación de los consejeros la asistencia a las sesiones del Consejo de Administración. Cuando por causa justificada los consejeros no puedan asistir personalmente, procurarán delegar su representación a favor de otro consejero, al que deberán dar las instrucciones oportunas, no pudiendo delegar su representación en relación con asuntos respecto de los que se encuentren en cualquier situación de conflicto de interés.

La representación se otorgará con carácter especial para la reunión del Consejo de Administración a que se refiera y podrá ser comunicada por cualquier medio que permita su recepción.

No se establece un número máximo de delegaciones por consejero.

**1.49 C.1.29. Indique el número de reuniones que ha mantenido el consejo de Administración durante el ejercicio. Asimismo señale, en su caso, las veces que se ha reunido el consejo sin la asistencia de su presidente. En el cómputo se considerarán asistencias las representaciones realizadas con instrucciones específicas.**

Número de reuniones del consejo	8
Número de reuniones del consejo sin la asistencia del presidente	0

Si el presidente es consejero ejecutivo, indíquese el número de reuniones realizadas, sin asistencia ni representación de ningún consejero ejecutivo y bajo la presidencia del consejero coordinador.

Número de reuniones	0
---------------------	---

1.49.1 Indique el número de reuniones que han mantenido en el ejercicio las distintas comisiones del consejo:

Número de reuniones de la Comisión Ejecutiva Delegada	13
Número de reuniones de la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo	13
Número de reuniones de la Comisión de Nombramientos	9
Número de reuniones de la Comisión de Retribuciones	7
Número de reuniones de la Comisión de Responsabilidad Social Corporativa	12

1.50 C.1.30. Indique el número de reuniones que ha mantenido el consejo de administración durante el ejercicio con la asistencia de todos sus miembros. En el cómputo se considerarán asistencias las representaciones realizadas con instrucciones específicas:

Número de reuniones con la asistencia de los consejeros	8
% de asistencias sobre el total de votos durante el ejercicio	100%

1.51 C.1.31. Indique si están previamente certificadas las cuentas anuales individuales y consolidadas que se presentan al consejo para su aprobación:

Sí  No

1.51.1 Identifique, en su caso, a la/s persona/s que ha/han certificado las cuentas anuales individuales y consolidadas de la sociedad, para su formulación por el consejo:

Nombre	Cargo
DON JOSÉ IGNACIO SÁNCHEZ GALÁN	Presidente y consejero delegado
DON JUAN CARLOS REBOLLO LICEAGA	Director de Administración y Control

1.52 C.1.32. Explique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por el consejo de administración para evitar que las cuentas individuales y consolidadas por él formuladas se presenten en la junta general con salvedades en el informe de auditoría.

Los artículos 3 y 6 del Reglamento de la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo establecen que esta tendrá, entre otras, las siguientes funciones:

- Supervisar el proceso de elaboración y presentación de la información financiera relativa a la Sociedad, tanto individual como consolidada con sus sociedades dependientes, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables, y presentar recomendaciones o propuestas al Consejo de Administración, dirigidas a salvaguardar su integridad.
- Establecer las oportunas relaciones con el auditor de cuentas para recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan suponer una amenaza a su independencia, para su examen por la Comisión, y cualesquiera otras relacionadas con el proceso de desarrollo de la auditoría de cuentas, así como aquellas otras comunicaciones previstas en la legislación de auditoría de cuentas y en las restantes normas de auditoría. La Comisión deberá recibir anualmente del auditor de cuentas la confirmación escrita de su independencia en relación con la Sociedad o entidades vinculadas a esta directa o indirectamente, así como la información detallada e individualizada de los servicios adicionales de cualquier clase prestados y los correspondientes honorarios percibidos de estas entidades por el

auditor de cuentas, o las personas o entidades vinculadas a este de acuerdo con lo dispuesto en la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas.

- Emitir anualmente, con carácter previo al informe de auditoría de cuentas, un informe en el que se exprese una opinión sobre si la independencia del auditor de cuentas resulta comprometida, que se pondrá a disposición de los accionistas en los términos previstos en el Reglamento de la Junta General de Accionistas. Este informe recogerá la valoración motivada de la prestación de todos y cada uno de los servicios adicionales a los que se hace referencia el punto anterior, individualmente considerados y en su conjunto, distintos de la auditoría legal y en relación con el régimen de independencia o con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas.
- Informar previamente al Consejo de Administración respecto de la información financiera que, por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer pública periódicamente, debiendo asegurarse la Comisión de que las cuentas intermedias se formulan con los mismos criterios contables que las anuales y, a tal fin, considerar la procedencia de una revisión limitada por el auditor de cuentas.
- Revisar el contenido de los informes de auditoría de cuentas y, en su caso, de los informes de revisión limitada de cuentas intermedias y demás informes preceptivos del auditor de cuentas, antes de su emisión, con la finalidad de evitar salvedades.
- Servir de canal de comunicación entre el Consejo de Administración y los auditores de cuentas, procurando que este mantenga anualmente una reunión con el Consejo de Administración para informarle sobre el trabajo realizado y la evolución de la situación contable y de riesgos de la Sociedad.

A su vez, el artículo 51 del Reglamento del Consejo de Administración establece, entre otras, que:

- El Consejo de Administración se reunirá al menos una vez al año con los auditores de cuentas para recibir información sobre el trabajo realizado y sobre la evolución de la situación contable y de riesgos de la Sociedad.
- El Consejo de Administración procurará formular las cuentas anuales de manera tal que no haya lugar a salvedades por parte de los auditores de cuentas. No obstante, cuando el Consejo de Administración considere que debe mantener su criterio, explicará públicamente el contenido y el alcance de la discrepancia.

De conformidad con los artículos señalados, la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo informa, a lo largo del ejercicio, de forma previa a su aprobación por el Consejo de Administración y presentación a la Comisión Nacional del Mercado de Valores, la información financiera de la Sociedad. Los informes de la Comisión, que la presidenta de esta presenta ante el pleno del Consejo, tienen como uno de sus principales objetivos poner de manifiesto aquellos aspectos que pudieran suponer, en su caso, salvedades en el informe de auditoría de cuentas de Iberdrola y su grupo consolidado, formulando las recomendaciones oportunas para evitarlas.

En consonancia, la Comisión presentó al Consejo de Administración los siguientes informes en relación a los informes financieros anuales y semestrales y declaraciones intermedias de gestión de la Sociedad correspondientes al ejercicio 2016:

- Informe de 25 de abril de 2016 sobre la declaración intermedia de gestión correspondiente al primer trimestre de 2016.
- Informe de 18 de julio de 2016 sobre el informe económico-financiero correspondiente al primer semestre del 2016.
- Informe de 24 de octubre de 2016 sobre la declaración intermedia de gestión correspondiente al tercer trimestre de 2016.
- Informe de 20 de febrero de 2017 sobre las cuentas anuales de Iberdrola y su grupo consolidado correspondientes al ejercicio 2016.

Los informes de auditoría de las cuentas anuales individuales y consolidadas formuladas por el Consejo de Administración se han emitido históricamente sin salvedades, tal y como consta en la información sobre Iberdrola contenida en la página web de la Comisión Nacional del Mercado de Valores ([www.cnmv.es](http://www.cnmv.es)).

### 1.53 C.1.33. ¿El secretario del consejo tiene la condición de consejero?

Sí  No

Si el secretario no tiene la condición de consejero complete el siguiente cuadro.

Nombre o denominación social del secretario	Representante
DON JULIÁN MARTÍNEZ-SIMANCAS SÁNCHEZ	-

**1.54 C.1.34. Apartado derogado.**

**1.55 C.1.35. Indique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por la sociedad para preservar la independencia de los auditores externos, de los analistas financieros, de los bancos de inversión y de las agencias de calificación.**

**1. MECANISMOS PARA PRESERVAR LA INDEPENDENCIA DEL AUDITOR**

La Política de contratación y relaciones con el auditor de cuentas, comprendida en el Sistema de gobierno corporativo de la Sociedad, establece que:

- La Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo recibirá información del auditor de cuentas sobre aquellas cuestiones que puedan suponer amenazas a su independencia.
- La Comisión recibirá anualmente del auditor de cuentas confirmación escrita de su independencia frente a la Sociedad o entidades vinculadas a esta directa o indirectamente, e información de los servicios adicionales (distintos de la auditoría de cuentas) prestados a estas.
- El auditor de cuentas remitirá a la Comisión información anual sobre los perfiles y la trayectoria profesional de las personas que componen los equipos de auditoría de la Sociedad y del Grupo Iberdrola, indicando las rotaciones producidas respecto al ejercicio anterior.
- La Comisión emitirá anualmente, con carácter previo a la emisión del informe de auditoría de cuentas, un informe en el que se expresará una opinión sobre la independencia del auditor de cuentas. Este informe se pronunciará, en todo caso, sobre el impacto en la independencia del auditor de la prestación de los servicios adicionales a los que hace referencia el epígrafe anterior y acompañará una valoración motivada de los mismos.
- La Comisión supervisará los procedimientos internos de garantía de calidad y salvaguarda de independencia implantados por el auditor de cuentas.
- La Comisión se abstendrá de proponer al Consejo de Administración, y este, a su vez, se abstendrá de someter a la Junta General de Accionistas, el nombramiento como auditor de cuentas de firmas que le conste que estén incurso en situación de falta de independencia, prohibición o conforme a la legislación sobre auditoría de cuentas. En particular, cuando los honorarios devengados derivados de la prestación de servicios de auditoría y distintos de los de auditoría, que la Sociedad y cualquier otra entidad del Grupo Iberdrola prevean satisfacer al auditor de cuentas o sociedad de auditoría, o a un miembro de su red, en cada uno de los tres últimos ejercicios consecutivos representen más del quince por ciento del total de los ingresos anuales del auditor de cuentas o sociedad de auditoría y de la citada red.

En referencia al ejercicio 2016:

- El auditor de cuentas de Iberdrola compareció en doce ocasiones ante la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo y en una ocasión ante el Consejo de Administración para informar de diversos asuntos relacionados con el proceso de auditoría de cuentas. El auditor de cuentas no informó, en estas comparecencias, de cuestiones que pudieran poner en riesgo su independencia.
- Con fecha 18 de febrero de 2016 el auditor de cuentas remitió confirmación escrita de su independencia en relación a la auditoría de la información financiera correspondiente al ejercicio 2015.
- Con fecha 12 de julio de 2016 el auditor de cuentas remitió confirmación escrita de su independencia en relación a la revisión limitada de la información financiera a 30 de junio de 2016.
- Con fecha 15 de febrero de 2017 el auditor de cuentas remitió confirmación escrita de su independencia en relación a la auditoría de la información financiera correspondiente al ejercicio 2016.

- En las cartas señaladas anteriormente el auditor de cuentas declara la implantación de los procedimientos internos necesarios para salvaguardar su independencia.
- Las contrataciones al auditor de cuentas de servicios distintos de la auditoría de cuentas son autorizadas previamente por la Comisión. Estas cuentan con las respectivas cartas del socio responsable del auditor de cuentas confirmando la no existencia de restricciones de independencia para la realización de estos trabajos.
- En su confirmación escrita de 15 de febrero de 2017, el auditor de cuentas informó de que no se produjeron incorporaciones de profesionales procedentes del auditor a la Sociedad y su grupo, salvo en el caso de la Sociedad, a la que se incorporaron tres jefes de equipo, y de Avangrid, Inc., a la que se incorporó un jefe de equipo. La Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo consideró que estas incorporaciones no afectan a la independencia del auditor, al tratarse de profesionales con experiencia profesional corta en el tiempo y que ocupaban puestos de responsabilidad media-baja en la firma auditora.
- Con fecha 20 de febrero de 2017 la Comisión emitió su informe al Consejo de Administración sobre la independencia del auditor de cuentas de la Sociedad. La Comisión concluyó que el auditor de cuentas desarrolló su labor auditora con independencia de la Sociedad o entidades vinculadas a esta.

**2. MECANISMOS PARA PRESERVAR LA INDEPENDENCIA DE ANALISTAS FINANCIEROS, BANCOS DE INVERSIÓN Y AGENCIAS DE CALIFICACIÓN**

Los principios que fundamentan la relación de la Sociedad con analistas financieros, bancos de inversión y agencias de calificación están recogidos en la Política de comunicación y contactos con accionistas, inversores institucionales y asesores de voto y son la transparencia, no discriminación, veracidad y fiabilidad de la información suministrada. La Dirección de Finanzas y Recursos, a través de la Dirección de Relaciones con Inversores, gestiona sus peticiones de información y las de inversores institucionales o particulares (las de estos últimos, mediante la Oficina del Accionista). Los mandatos a los bancos de inversión los otorga la Dirección de Finanzas y Recursos. La Dirección de Desarrollo otorga los oportunos mandatos de asesoramiento a los bancos de inversión en su ámbito de actuación en coordinación con la Dirección de Finanzas y Recursos.

La independencia de los analistas financieros se protege mediante la Dirección de Relaciones con Inversores, que garantiza su trato objetivo, equitativo y no discriminatorio.

Para materializar los principios de transparencia y no discriminación, y siempre dentro del más estricto cumplimiento de la regulación relativa a los Mercados de Valores, la Sociedad dispone de diversos canales de comunicación:

- Atención personalizada a analistas, inversores y agencias de calificación.
- Publicación de la información relativa a los resultados trimestrales y otros eventos puntuales como los relativos a la presentación de las Perspectivas de Negocio o a operaciones corporativas.
- Correo electrónico en la página web corporativa ([accionistas@iberdrola.com](mailto:accionistas@iberdrola.com)) y teléfono gratuito de información al accionista (+34 900 100 019).
- Presentaciones presenciales y retransmitidas.
- Envío de comunicados y noticias.
- Visitas a las instalaciones de la Sociedad.

**1.56 C.1.36. Indique si durante el ejercicio la Sociedad ha cambiado de auditor externo. En su caso identifique al auditor entrante y saliente:**

Sí  No

Auditor saliente	Auditor entrante

1.56.1 En el caso de que hubieran existido desacuerdos con el auditor saliente, explique el contenido de los mismos:

Sí  No

## Explicación de los desacuerdos

1.57 C.1.37. Indique si la firma de auditoría realiza otros trabajos para la sociedad y/o su grupo distintos de los de auditoría y en ese caso declare el importe de los honorarios recibidos por dichos trabajos y el porcentaje que supone sobre los honorarios facturados a la sociedad y/o su grupo:

Sí  No

	Sociedad	Grupo	Total
Importe de otros trabajos distintos de los de auditoría (miles de euros)	0	60	60
Importe trabajos distintos de los de auditoría / Importe total facturado por la firma de auditoría (en %)	0	0,3	0,2

1.58 C.1.38. Indique si el informe de auditoría de las cuentas anuales del ejercicio anterior presenta reservas o salvedades. En su caso, indique las razones dadas por el presidente de la comisión de auditoría para explicar el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

Sí  No

## Explicación de las razones

1.59 C.1.39. Indique el número de ejercicios que la firma actual de auditoría lleva de forma ininterrumpida realizando la auditoría de las cuentas anuales de la sociedad y/o su grupo. Asimismo, indique el porcentaje que representa el número de ejercicios auditados por la actual firma de auditoría sobre el número total de ejercicios en los que las cuentas anuales han sido auditadas:

	Sociedad	Grupo
Número de ejercicios ininterrumpidos	11	11

	Sociedad	Grupo
N.º de ejercicios auditados por la firma actual de auditoría / N.º de ejercicios que la sociedad ha sido auditada (en %)	45,83	45,83

1.60 C.1.40. Indique y, en su caso detalle, si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con asesoramiento externo:

Sí  No

## Detalle el procedimiento

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 35 del Reglamento del Consejo de Administración, con el fin de ser auxiliado en el ejercicio de sus funciones, cualquier consejero podrá solicitar la contratación, con cargo a la Sociedad, de asesores legales, contables, técnicos, financieros, comerciales u otros expertos.

El encargo habrá de versar necesariamente sobre problemas concretos de cierto relieve y complejidad

que se presenten en el desempeño del cargo.

La solicitud de contratar se canalizará a través del secretario del Consejo de Administración, quien podrá supeditarla a la autorización previa del Consejo de Administración, que podrá ser denegada cuando concurran causas que así lo justifiquen, incluyendo las siguientes circunstancias:

- a) Que no sea precisa para el cabal desempeño de las funciones encomendadas a los consejeros.
- b) Que su coste no sea razonable, a la vista de la importancia del problema y de los activos e ingresos de la Sociedad.
- c) Que la asistencia técnica que se recaba pueda ser dispensada adecuadamente por expertos y técnicos de la Sociedad.
- d) Que pueda suponer un riesgo para la confidencialidad de la información que deba ser facilitada al experto.

Asimismo, los artículos 25.2 del Reglamento de la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo, 18.2 del Reglamento de la Comisión de Nombramientos, 14.2 del Reglamento de la Comisión de Retribuciones y 17.3 del Reglamento de la Comisión de Responsabilidad Social Corporativa prevén que estas comisiones puedan recabar el asesoramiento de profesionales externos, que deberán dirigir sus informes directamente al presidente de la correspondiente comisión. Asimismo, se velará por que los eventuales conflictos de intereses no perjudiquen la independencia del asesoramiento externo recibido.

**1.61 C.1.41. Indique y, en su caso detalle, si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con la información necesaria para preparar las reuniones de los órganos de administración con tiempo suficiente:**

Sí  No

**Detalle el procedimiento**

El apartado 16 de la Política general de gobierno corporativo establece que "la Sociedad dispone de un programa de información y actualización de conocimientos de los consejeros que responde a la necesidad de profesionalización, diversificación y cualificación del Consejo de Administración.

Por otra parte, para mejorar el conocimiento del Grupo, se realizan presentaciones a los consejeros acerca de los negocios de este. Además, suele destinarse una parte de cada sesión del Consejo de Administración a la exposición de temas económicos, jurídicos o político-sociales de trascendencia para el Grupo.

Los consejeros disponen de una aplicación informática específica, la página web del consejero, que facilita el desempeño de sus funciones y el ejercicio de su derecho de información. En dicha página web se incorpora la información que se considera adecuada para la preparación de las reuniones del Consejo de Administración y sus comisiones según el orden del día, así como los materiales de formación dirigidos a los consejeros y las presentaciones y exposiciones que se realizan al Consejo de Administración.

Asimismo, a través de la página web del consejero, se facilitará a los consejeros el acceso a las actas de las reuniones del Consejo de Administración y de sus comisiones, así como a aquella otra información que el Consejo de Administración acuerde incorporar."

Por su parte, conforme al artículo 34.4 del Reglamento del Consejo de Administración, se incorporará a la página web del consejero la información que se considere adecuada para la preparación de las reuniones del Consejo de Administración y sus comisiones, conforme al orden del día de sus convocatorias, así como el acceso a los materiales de formación dirigidos a los consejeros.

Asimismo, el artículo 36.3.a) del citado Reglamento del Consejo de Administración establece que el consejero está particularmente obligado a "preparar adecuadamente las reuniones del Consejo de Administración y, en su caso, de la Comisión Ejecutiva Delegada o de las comisiones a las que pertenezca, debiendo informarse diligentemente sobre la marcha de la Sociedad y sobre las materias a tratar en dichas reuniones".



**1.62 C.1.42. Indique y, en su caso detalle, si la sociedad ha establecido reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad:**

Sí  No

**Explique las reglas**

El apartado 17 de la Política general de gobierno corporativo recoge las obligaciones y deberes de los consejeros, entre los cuales contempla, como manifestación del deber de lealtad, el deber de poner su cargo a disposición del Consejo de Administración en caso de incompatibilidad, falta de idoneidad, prohibición sobrevenida para el cargo de consejero y demás supuestos establecidos en el Sistema de gobierno corporativo de la Sociedad.

Por su parte, según los apartados c) y d) del artículo 44.2 del Reglamento del Consejo de Administración, el consejero debe informar a la Sociedad de los procedimientos judiciales, administrativos o de cualquier otra índole que se incoen contra él y que, por su importancia o características, pudieran incidir gravemente en la reputación de la Sociedad. En particular, todo consejero deberá informar a la Sociedad, a través del presidente del Consejo de Administración, en el caso de que fuera llamado como investigado, resultara procesado o se dictara contra él auto de apertura de juicio oral por alguno de los delitos señalados en el artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital. En este supuesto, el Consejo de Administración examinará esta circunstancia tan pronto como sea posible y, previo informe de la Comisión de Nombramientos, adoptará las decisiones que considere más oportunas en función del interés social.

Asimismo, el consejero deberá informar a la Sociedad de cualquier hecho o situación que pueda resultar relevante para su actuación como consejero.

Adicionalmente, los consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo y formalizar la correspondiente dimisión en los supuestos previstos en el artículo 16.3 del Reglamento del Consejo de Administración, en particular:

- a) Cuando por circunstancias sobrevenidas se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición previstos en la ley o en el Sistema de gobierno corporativo.
- b) Cuando por hechos o conductas imputables al consejero se hubiere ocasionado un daño grave al patrimonio social o a la reputación de la Sociedad o surgiera riesgo de responsabilidad penal para la Sociedad o alguna de las sociedades del Grupo.
- c) Cuando perdieran la honorabilidad, idoneidad, solvencia, competencia, disponibilidad o el compromiso con su función necesarios para ser consejero de la Sociedad.  
En particular, cuando las actividades que desarrolle el consejero, o las sociedades que controle, directa o indirectamente, o las personas físicas o jurídicas accionistas o vinculadas a cualquiera de ellas, o de la persona física representante del consejero persona jurídica, pudieran comprometer su idoneidad.
- d) Cuando resulten gravemente amonestados por el Consejo de Administración por haber infringido alguna de sus obligaciones como consejeros, mediante acuerdo adoptado por mayoría de dos tercios de los consejeros.
- e) Cuando su permanencia en el Consejo de Administración pueda poner en riesgo por cualquier causa y de forma directa, indirecta o a través de las personas vinculadas con él, el ejercicio leal y diligente de sus funciones conforme al interés social.
- f) Cuando desaparezcan los motivos por los que fue nombrado y, en particular, en el caso de los consejeros dominicales, cuando el accionista o los accionistas que propusieron, requirieron o determinaron su nombramiento, vendan o transmitan total o parcialmente su participación con la consecuencia de perder esta la condición de significativa o suficiente para justificar el nombramiento.
- g) Cuando un consejero independiente incurra de forma sobrevenida en alguna de las circunstancias que, de conformidad con lo dispuesto en la ley, le impidan seguir siendo considerado como tal.

En cualquiera de los supuestos indicados en el apartado 3 del artículo 16 del Reglamento del Consejo de Administración, el Consejo de Administración requerirá al consejero para que dimita de su cargo y, en su caso, propondrá su separación a la Junta General de Accionistas.

Por excepción, no será de aplicación lo anteriormente indicado en los supuestos de dimisión previstos en los apartados f) y g) del artículo 16.3 del Reglamento del Consejo de Administración, arriba citados,

cuando el Consejo de Administración estime que concurren causas que justifican la permanencia del consejero, previo informe de la Comisión de Nombramientos, sin perjuicio de la incidencia que las nuevas circunstancias sobrevenidas puedan tener sobre la calificación del consejero.

**1.63 C.1.43. Indique si algún miembro del consejo de administración ha informado a la sociedad que ha resultado procesado o se ha dictado contra él auto de apertura de juicio oral, por alguno de los delitos señalados en el artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital:**

Sí  No

Nombre del consejero	Causa penal	Observaciones

1.63.1 Indique si el consejo de administración ha analizado el caso. Si la respuesta es afirmativa explique de forma razonada la decisión tomada sobre si procede o no que el consejero continúe en su cargo o, en su caso, exponga las actuaciones realizadas por el consejo de administración hasta la fecha del presente informe o que tenga previsto realizar.

Sí  No

Decisión tomada/actuación realizada	Explicación razonada

**1.64 C.1.44. Detalle los acuerdos significativos que haya celebrado la sociedad y que entren en vigor, sean modificados o concluyan en caso de cambio de control de la sociedad a raíz de una oferta pública de adquisición, y sus efectos.**

No aplica.

**1.65 C.1.45. Identifique de forma agregada e indique, de forma detallada, los acuerdos entre la sociedad y sus cargos de administración y dirección o empleados que dispongan indemnizaciones, cláusulas de garantía o blindaje, cuando estos dimitan o sean despedidos de forma improcedente o si la relación contractual llega a su fin con motivo de una oferta pública de adquisición u otro tipo de operaciones.**

Número de beneficiarios	45
Tipo de beneficiario	Consejeros ejecutivos, directivos y empleados

Descripción del acuerdo
<p><b>1. CONSEJEROS EJECUTIVOS</b></p> <p>El presidente y consejero delegado de acuerdo con lo estipulado en su contrato, tiene derecho a recibir una indemnización en el caso de extinción de su relación con la Sociedad, siempre que la terminación de la relación no sea consecuencia de un incumplimiento a él imputable ni se deba exclusivamente a su voluntad. La cuantía de la indemnización es de tres anualidades.</p> <p>Por otra parte, al presidente y consejero delegado, en compensación por su compromiso de no competencia por dos años, le corresponde una indemnización equivalente a la retribución correspondiente a ese periodo.</p> <p>La Política de retribuciones de los consejeros prevé desde 2011 que para los nuevos contratos suscritos con consejeros ejecutivos, el límite de la cuantía de la indemnización sea de dos anualidades.</p> <p><b>2. DIRECTIVOS</b></p>

Algunos contratos de los directivos de Iberdrola contienen cláusulas de indemnización específicas. El objetivo de estas cláusulas es conseguir un grado de fidelidad eficaz y suficiente de los ejecutivos de primer nivel necesarios para la gestión de la Sociedad y, de este modo, evitar la pérdida de experiencia y conocimientos que podría poner en peligro la consecución de los objetivos estratégicos. La cuantía de la indemnización se fija en función de la antigüedad en el cargo y los motivos del cese del directivo, con un máximo de cinco anualidades.

No obstante lo anterior, la Política de retribuciones de los altos directivos prevé desde 2011 que para los nuevos contratos con altos directivos, el límite de la cuantía de la indemnización sea de dos anualidades.

### 3. EMPLEADOS

Los contratos de los empleados vinculados a Iberdrola por una relación laboral común generalmente no contienen cláusulas de indemnización específicas, por lo que, en el supuesto de extinción de la relación laboral, resultará de aplicación la normativa laboral que resulte aplicable.

1.65.1 Indique si estos contratos han de ser comunicados y/o aprobados por los órganos de la sociedad o de su grupo:

	Consejo de administración	Junta general
Órgano que autoriza las cláusulas	X	

	Sí	No
¿Se informa a la junta general sobre las cláusulas?	x	

### 1.66 C.2. Comisiones del consejo de administración

1.67 C.2.1. Detalle todas las comisiones del consejo de administración, sus miembros y la proporción de consejeros ejecutivos, dominicales, independientes y otros externos que las integran:

#### 1.67.1 COMISIÓN EJECUTIVA DELEGADA

Nombre	Cargo	Categoría
DON JOSÉ IGNACIO SÁNCHEZ GALÁN	PRESIDENTE	Consejero ejecutivo
DOÑA INÉS MACHO STADLER	VOCAL	Consejera independiente
DON JOSÉ LUIS SAN PEDRO GUERENABARRENA	VOCAL	Otro consejero externo
DON ÁNGEL JESÚS ACEBES PANIAGUA	VOCAL	Consejero independiente
DON MANUEL MOREU MUNAIZ	VOCAL	Consejero independiente

% de consejeros ejecutivos	20,00
% de consejeros dominicales	0
% de consejeros independientes	60,00
% de otros externos	20,00

**Explique las funciones que tiene atribuidas esta comisión, describa los procedimientos y reglas de organización y funcionamiento de la misma y resuma sus actuaciones más importantes durante el ejercicio.**

La Comisión Ejecutiva Delegada tiene atribuidas todas las facultades del Consejo de Administración, excepto las legal y estatutariamente indelegables. Son miembros, en todo caso, el presidente del Consejo de Administración y el consejero delegado si existiere. Actúa como secretario el del Consejo de Administración.

La Comisión Ejecutiva Delegada se reunirá con la frecuencia que sea necesaria, a juicio de su presidente. Asimismo, se reunirá cuando lo soliciten, como mínimo, dos de los consejeros que formen parte de ella.

Los acuerdos de la Comisión se adoptarán por mayoría absoluta de sus miembros presentes o representados en la reunión.

Esta Comisión desempeña funciones de propuesta al Consejo sobre todas aquellas decisiones estratégicas, inversiones y desinversiones, que sean de relevancia para la Sociedad o para el Grupo, valorando su adecuación al presupuesto y los planes estratégicos, correspondiéndole el análisis y seguimiento de los riesgos de negocio.

Las funciones de la Comisión se disponen en el artículo 38 de los Estatutos Sociales y se desarrollan en el artículo 25 del Reglamento del Consejo de Administración.

**Indique si la composición de la comisión delegada o ejecutiva refleja la participación en el consejo de los diferentes consejeros en función de su categoría.**

Sí  No

**En caso negativo, explique la composición de su comisión delegada o ejecutiva**

#### 1.67.2 COMISIÓN DE AUDITORÍA Y SUPERVISIÓN DEL RIESGO

Nombre	Cargo	Categoría
DOÑA GEORGINA KESSEL MARTÍNEZ	PRESIDENTA	Consejera independiente
DOÑA DENISE MARY HOLT	VOCAL	Consejera independiente
DON JOSÉ WALFREDO FERNÁNDEZ	VOCAL	Consejero independiente
DON XABIER SAGREDO ORMAZA	VOCAL	Otro consejero externo

% de consejeros ejecutivos	0
% de consejeros dominicales	0
% de consejeros independientes	75,00
% de otros externos	25,00

**Explique las funciones que tiene atribuidas esta comisión, describa los procedimientos y reglas de organización y funcionamiento de la misma y resuma sus actuaciones más importantes durante el ejercicio.**

La Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo es un órgano interno de carácter informativo y consultivo.

La mayoría de sus miembros serán independientes y, al menos uno de ellos, será designado teniendo en cuenta sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría y gestión de riesgos.

El Consejo de Administración nombrará un presidente de la Comisión de entre los consejeros independientes miembros de esta y un secretario que no necesitará ser consejero.

Los miembros de la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo ejercerán su cargo durante un plazo máximo de cuatro años, pudiendo ser reelegidos una o más veces, por períodos de igual duración máxima. El cargo de presidente se ejercerá por un período máximo de cuatro años, al término del cual no podrá ser reelegido hasta pasado, al menos, un año desde su cese.

Quedará válidamente constituida cuando concurren, presentes o representados, la mayoría de sus miembros, adoptándose sus acuerdos por mayoría absoluta de votos de los miembros presentes o representados en la reunión.

Las funciones de la Comisión se disponen en el artículo 39 de los Estatutos Sociales y se desarrollan en el artículo 26 del Reglamento del Consejo de Administración, así como en el propio Reglamento de la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo.

**Identifique al consejero miembro de la comisión de auditoría que haya sido designado teniendo en cuenta sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o en ambas e informe sobre el número de años que el presidente de esta comisión lleva en el cargo.**

<b>Nombre del consejero con experiencia</b>	DOÑA GEORGINA KESSEL MARTÍNEZ
<b>Número de años del presidente en el cargo</b>	1

### 1.67.3 COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS

Nombre	Cargo	Categoría
DOÑA MARÍA HELENA ANTOLÍN RAYBAUD	PRESIDENTA	Consejera independiente
DON IÑIGO VÍCTOR DE ORIOL IBARRA	VOCAL	Otro consejero externo
DON ÁNGEL JESÚS ACEBES PANIAGUA	VOCAL	Consejero independiente

<b>% de consejeros ejecutivos</b>	0
<b>% de consejeros dominicales</b>	0
<b>% de consejeros independientes</b>	66,67
<b>% de otros externos</b>	33,33

**Explique las funciones que tiene atribuidas esta comisión, describa los procedimientos y reglas de organización y funcionamiento de la misma y resuma sus actuaciones más importantes durante el ejercicio.**

La Comisión de Nombramientos es un órgano interno de carácter informativo y consultivo.

La mayoría de los miembros de la Comisión de Nombramientos deben estar calificados como independientes. El Consejo designa asimismo a su presidente de entre los consejeros independientes que formen parte de ella, y a su secretario, que no necesitará ser consejero.

Los miembros de la Comisión de Nombramientos ejercerán su cargo durante un plazo máximo de cuatro años, pudiendo ser reelegidos una o más veces, por períodos de igual duración máxima.

Quedará válidamente constituida cuando concurren, presentes o representados, la mayoría de sus miembros, adoptándose sus acuerdos por mayoría absoluta de votos de los miembros presentes o representados en la reunión.

Las funciones de la Comisión se desarrollan en el artículo 27 del Reglamento del Consejo de Administración, así como en el propio Reglamento de la Comisión de Nombramientos.

#### 1.67.4 COMISIÓN DE RETRIBUCIONES

Nombre	Cargo	Categoría
DOÑA INÉS MACHO STADLER	PRESIDENTA	Consejera independiente
DON IÑIGO VÍCTOR DE ORIOL IBARRA	VOCAL	Otro consejero externo
DON SANTIAGO MARTÍNEZ LAGE	VOCAL	Consejero independiente

% de consejeros ejecutivos	0
% de consejeros dominicales	0
% de consejeros independientes	66,67
% de otros externos	33,33

**Explique las funciones que tiene atribuidas esta comisión, describa los procedimientos y reglas de organización y funcionamiento de la misma y resuma sus actuaciones más importantes durante el ejercicio.**

La Comisión de Retribuciones es un órgano interno de carácter informativo y consultivo.

La mayoría de los integrantes de la Comisión de Retribuciones deben estar calificados como independientes. El Consejo designa asimismo a su presidente de entre los consejeros independientes que formen parte de ella, y a su secretario, que no necesitará ser consejero.

Los miembros de la Comisión de Retribuciones ejercerán su cargo durante un plazo máximo de cuatro años, pudiendo ser reelegidos una o más veces, por períodos de igual duración máxima.

Quedará válidamente constituida cuando concurren, presentes o representados, la mayoría de sus miembros, adoptándose sus acuerdos por mayoría absoluta de votos de los miembros presentes o representados en la reunión.

Las funciones de la Comisión se desarrollan en el artículo 28 del Reglamento del Consejo de Administración, así como en el propio Reglamento de la Comisión de Retribuciones.

## 1.67.5 COMISIÓN DE RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA

Nombre	Cargo	Categoría
DOÑA SAMANTHA BARBER	PRESIDENTA	Consejera independiente
DON BRAULIO MEDEL CÁMARA	VOCAL	Consejero independiente
DON MANUEL MOREU MUNAIZ	VOCAL	Consejero independiente

% de consejeros ejecutivos	0
% de consejeros dominicales	0
% de consejeros independientes	100,00
% de otros externos	0

**Explique las funciones que tiene atribuidas esta comisión, describa los procedimientos y reglas de organización y funcionamiento de la misma y resuma sus actuaciones más importantes durante el ejercicio.**

La Comisión de Responsabilidad Social Corporativa es un órgano interno de carácter informativo y consultivo.

La mayoría de los miembros de la Comisión de Responsabilidad Social Corporativa deben estar calificados como independientes. El Consejo de Administración nombrará un presidente de la Comisión de entre los miembros de la Comisión, y a su secretario, que no necesitará ser consejero.

Los miembros de la Comisión de Responsabilidad Social Corporativa ejercerán su cargo por un periodo máximo de cuatro años, pudiendo ser reelegidos, una o más veces, por periodos de igual duración máxima.

Quedará válidamente constituida cuando concurren, presentes o representados, la mayoría de sus miembros, adoptándose sus acuerdos por mayoría absoluta de votos de los miembros presentes o representados en la reunión.

Las funciones de la Comisión se disponen en el artículo 41 de los Estatutos Sociales y se desarrollan en el artículo 29 del Reglamento del Consejo de Administración, así como en el propio Reglamento de la Comisión de Responsabilidad Social Corporativa.

**1.68 C.2.2. Complete el siguiente cuadro con la información relativa al número de consejeras que integran las comisiones del consejo de administración durante los últimos cuatro ejercicios:**

	Número de consejeras							
	Ejercicio 2016		Ejercicio 2015		Ejercicio 2014		Ejercicio 2013	
	Número	%	Número	%	Número	%	Número	%
<b>Comisión Ejecutiva Delegada</b>	1	20,00	1	20,00	1	20,00	1	20,00
<b>Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo</b>	2	66,66	2	66,66	2	50,00	1	33,33
<b>Comisión de Nombramientos</b>	1	33,33	1	33,33	1	33,33	1	33,33

<b>Comisión de Retribuciones</b>	1	33,33	1	33,33	1	33,33	1	33,33
<b>Comisión de Responsabilidad Social Corporativa</b>	1	33,33	1	33,33	2	66,66	2	66,66

**1.69 C.2.3. Apartado derogado.****1.70 C.2.4. Apartado derogado.****1.71 C.2.5. Indique, en su caso, la existencia de regulación de las comisiones del consejo, el lugar en que están disponibles para su consulta, y las modificaciones que se hayan realizado durante el ejercicio. A su vez, se indicará si de forma voluntaria se ha elaborado algún informe anual sobre las actividades de cada comisión.****1. COMISIÓN DE AUDITORÍA Y SUPERVISIÓN DEL RIESGO**

La Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo dispone de un Reglamento que se encuentra a disposición de los interesados en la página web de la Sociedad ([www.iberdrola.com](http://www.iberdrola.com)).

El artículo 20.2 del Reglamento de la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo establece que dentro de los tres primeros meses posteriores al cierre de cada ejercicio de la Sociedad, la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo someterá a la aprobación del Consejo de Administración una memoria comprensiva de su labor durante el ejercicio objeto del Informe, que se pondrá a disposición de los accionistas con motivo de la Junta General Ordinaria de Accionistas.

Con respecto al ejercicio 2016, la Memoria fue formulada por la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo en su sesión de 12 de enero de 2017.

**2. COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS**

La Comisión de Nombramientos dispone de un Reglamento que se encuentra a disposición de los interesados en la página web corporativa de la Sociedad ([www.iberdrola.com](http://www.iberdrola.com)).

El artículo 20.2 del Reglamento de la Comisión de Nombramientos establece que dentro de los tres primeros meses posteriores al cierre de cada ejercicio de la Sociedad, la Comisión someterá a la aprobación del Consejo de Administración una memoria comprensiva de su labor durante el ejercicio objeto del informe.

Con respecto al ejercicio 2016, la Memoria fue formulada por la Comisión de Nombramientos en su sesión de 19 de enero de 2017.

**3. COMISIÓN DE RETRIBUCIONES**

La Comisión de Retribuciones dispone de un Reglamento que se encuentra a disposición de los interesados en la página web corporativa de la Sociedad ([www.iberdrola.com](http://www.iberdrola.com)).

El artículo 16.2 del Reglamento de la Comisión de Retribuciones establece que dentro de los tres primeros meses posteriores al cierre de cada ejercicio de la Sociedad, la Comisión someterá a la aprobación del Consejo de Administración una memoria comprensiva de su labor durante el ejercicio objeto del informe.

Con respecto al ejercicio 2016, la Memoria fue formulada por la Comisión de Retribuciones en su sesión de 13 de enero de 2017.

**4. COMISIÓN DE RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA**

La Comisión de Responsabilidad Social Corporativa dispone de un Reglamento que se encuentra a disposición de los interesados en la página web corporativa de la Sociedad ([www.iberdrola.com](http://www.iberdrola.com)).

El artículo 19.2 del Reglamento de la Comisión de Responsabilidad Social Corporativa establece que dentro de los tres primeros meses posteriores al cierre de cada ejercicio de la Sociedad, la Comisión someterá a la aprobación del Consejo de Administración una memoria comprensiva de su labor durante



el ejercicio objeto del informe.

Con respecto al ejercicio 2016, la Memoria fue formulada por la Comisión de Responsabilidad Social Corporativa en su sesión de 16 de enero de 2017.

Como novedad este año se publicará, con motivo de la convocatoria de la Junta General de Accionistas una Memoria de actividades del Consejo de Administración y de sus comisiones correspondiente al ejercicio 2016.

Este documento sustituye a la tradicional Memoria anual de actividades de las comisiones consultivas del Consejo de Administración (Libro de las comisiones), de tal modo que en esta ocasión incluirá también aquella información de interés sobre las actividades llevadas a cabo por el Consejo de Administración y por la Comisión Ejecutiva Delegada durante el 2016.

Esta innovación responde al compromiso de la Sociedad con las buenas prácticas en materia de gobierno corporativo y transparencia y a la creciente demanda por parte de los accionistas y las agencias de recomendación de voto para que las compañías informen sobre las actividades que desarrollan sus órganos de gobierno.

#### **1.72 C.2.6. Apartado derogado.**

**D. OPERACIONES VINCULADAS Y OPERACIONES INTRAGRUPUO****1.73 D.1. Explique, en su caso, el procedimiento para la aprobación de operaciones con partes vinculadas e intragrupo.****Procedimiento para la aprobación de operaciones vinculadas**

El artículo 43 del Reglamento del Consejo de Administración dispone que:

1. La realización por la Sociedad o las sociedades integradas en su Grupo de cualquier transacción con los consejeros, con accionistas que posean, de forma directa o indirecta, una participación accionarial igual o superior a la que legalmente tenga la consideración de significativa en cada momento o que hayan propuesto o efectuado el nombramiento de alguno de los consejeros de la Sociedad, o con las respectivas personas vinculadas (las "Operaciones Vinculadas"), quedará sometida a autorización del Consejo de Administración o, en caso de urgencia, de la Comisión Ejecutiva Delegada, previo informe de la Comisión de Nombramientos.
2. En caso de que, por razones de urgencia, la autorización haya sido acordada por la Comisión Ejecutiva Delegada, esta dará cuenta de ello en la siguiente reunión del Consejo de Administración para su ratificación.
3. La autorización de las Operaciones Vinculadas deberá ser necesariamente acordada por la Junta General de Accionistas en los supuestos establecidos en la ley y, en particular, cuando se refiera a una transacción cuyo valor sea superior al diez por ciento de los activos sociales.
4. Por excepción, no quedarán sujetas a lo dispuesto en el artículo 43 las Operaciones Vinculadas realizadas con cualquiera de las sociedades del Grupo cotizadas (como es el caso de Avangrid, Inc.) o sus sociedades dependientes, siempre y cuando dispongan de normas de gobierno corporativo similares a las de la Sociedad.
5. La celebración de una Operación Vinculada sitúa al consejero que realiza dicha operación, o que está vinculado con la persona que la lleva a cabo, en una situación de conflicto de interés, por lo que, en lo que proceda, resultará de aplicación lo dispuesto en el artículo 39 del Reglamento del Consejo de Administración.
6. El Consejo de Administración, a través de la Comisión de Nombramientos, velará por que las Operaciones Vinculadas se realicen en condiciones de mercado y con respeto al principio de igualdad de trato de los accionistas que se encuentren en condiciones idénticas. Cuando se trate de operaciones que vayan a llevar a cabo sociedades del Grupo, el ámbito de la autorización del Consejo de Administración o, en su caso, de la Comisión Ejecutiva Delegada, a la que se refieren los apartados anteriores, se circunscribirá a la verificación del cumplimiento de dichos extremos.
7. Tratándose de Operaciones Vinculadas dentro del curso ordinario de los negocios sociales y que tengan carácter habitual o recurrente, bastará la autorización genérica y previa de la línea de operaciones y de sus condiciones de ejecución por el Consejo de Administración, previo informe de la Comisión de Nombramientos.
8. Cuando la Operación Vinculada implique la realización sucesiva de distintas transacciones, de las cuales la segunda y siguientes sean meros actos de ejecución de la primera, lo dispuesto en este artículo 43 será de aplicación únicamente a la primera transacción que se realice.
9. La autorización no será precisa en relación con aquellas transacciones que cumplan simultáneamente las tres condiciones siguientes: que se realicen en virtud de contratos cuyas condiciones estén estandarizadas y se apliquen en masa a un elevado número de clientes; que se realicen a precios o tarifas establecidos con carácter general por quien actúe como suministrador del bien o servicio del que se trate; y que su cuantía no supere el uno por ciento de los ingresos anuales consolidados del Grupo.
10. La Sociedad informará de las Operaciones Vinculadas en el Informe financiero semestral y en el Informe anual de gobierno corporativo, en los casos y con el alcance previsto por la ley. Del mismo modo, la Sociedad incluirá en la memoria de las cuentas anuales información de las operaciones de la Sociedad o sociedades del Grupo con los consejeros y con quienes actúen por cuenta de estos, cuando sean ajenas al tráfico ordinario de la Sociedad o no se realicen en condiciones normales de mercado.

A estos efectos, los consejeros deberán informar por escrito, con carácter semestral, dentro de la primera semana de los meses de enero y de julio de cada año, sobre las Operaciones Vinculadas que hubieran llevado a cabo, mediante notificación dirigida al secretario del Consejo de Administración. En el caso de que no se hubieran realizado, los consejeros informarán en tal sentido.

El secretario del Consejo de Administración enviará semestralmente a los consejeros una comunicación requiriéndoles la información oportuna que deben remitir a la Sociedad.

11. La comunicación deberá incluir el siguiente contenido: naturaleza de la transacción; fecha en la que se originó la transacción; condiciones y plazos de pago; identidad de la persona que ha realizado la transacción y relación, en su caso, con el consejero; importe de la transacción; y otros aspectos, tales como políticas de precios, garantías otorgadas y recibidas, así como cualquier otro aspecto de la transacción que permita su adecuada valoración, incluyendo, en particular, aquella información que permita verificar que ha sido efectuada en condiciones de mercado y con respeto al principio de igualdad de trato.
12. El secretario del Consejo de Administración elaborará un registro de las Operaciones Vinculadas. La información contenida en dicho registro se pondrá a disposición de la Unidad de Cumplimiento en los casos en los que esta lo solicite, así como, periódicamente, a disposición de la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo, a través de la Dirección del Área de Auditoría Interna.

**1.74 D.2. Detalle aquellas operaciones significativas por su cuantía o relevantes por su materia realizadas entre la sociedad o entidades de su grupo, y los accionistas significativos de la sociedad:**

Nombre o denominación social del accionista significativo	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la relación	Tipo de la operación	Importe (miles de euros)
QATAR INVESTMENT AUTHORITY	IBERDROLA, S.A.	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	21.571

**1.75 D.3. Detalle las operaciones significativas por su cuantía o relevantes por su materia realizadas entre la sociedad o entidades de su grupo, y los administradores o directivos de la sociedad:**

Nombre o denominación social de los administradores o directivos	Nombre o denominación social de la parte vinculada	Vínculo	Naturaleza de la relación	Importe (miles de euros)

**1.76 D.4. Informe de las operaciones significativas realizadas por la sociedad con otras entidades pertenecientes al mismo grupo, siempre y cuando no se eliminen en el proceso de elaboración de estados financieros consolidados y no formen parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones.**

Denominación social de la entidad de su grupo	Breve descripción de la operación	Importe (miles de euros)
GRUPO GAMESA	Compra de activos materiales	483.113
GRUPO GAMESA	Recepción de servicios	62.604
GRUPO GAMESA	Compra de bienes (terminados o en curso)	702
GRUPO GAMESA	Venta de bienes (terminados o en curso)	3.127

- 1.76.1 En todo caso, se informará de cualquier operación intragrupo realizada con entidades establecidas en países o territorios que tengan la consideración de paraíso fiscal:

Denominación social de la entidad de su grupo	Breve descripción de la operación	Importe (miles de euros)

**1.77 D.5. Indique el importe de las operaciones realizadas con otras partes vinculadas.**

Importe (miles de euros)	

**1.78 D.6. Detalle los mecanismos establecidos para detectar, determinar y resolver los posibles conflictos de intereses entre la sociedad y/o su grupo, y sus consejeros, directivos o accionistas significativos.**

**1. CONFLICTOS DE INTERÉS ENTRE LA SOCIEDAD Y LOS CONSEJEROS**

De conformidad con el artículo 39 del Reglamento del Consejo de Administración se considerará que existe conflicto de interés en aquellas situaciones previstas por la ley y, en particular, cuando los intereses del consejero, sean por cuenta propia o ajena, entren en colisión, de forma directa o indirecta, con el interés de la Sociedad o de las sociedades integradas en el Grupo y con sus deberes para con la Sociedad. Existirá interés del consejero cuando el asunto le afecte a él o a una persona vinculada con él o, en el caso de un consejero dominical, además, al accionista o accionistas que propusieron o efectuaron su nombramiento o a personas relacionadas directa o indirectamente con aquellos.

El citado precepto contiene una enumeración de las personas que se consideran vinculadas a estos efectos, distinguiendo entre el consejero persona física y consejero persona jurídica.

Las situaciones de conflicto de interés se registrarán por las siguientes reglas:

- a) Comunicación: cuando el consejero tenga conocimiento de estar incurso en una situación de conflicto de interés, deberá comunicarlo por escrito al Consejo de Administración, a través de su secretario, lo antes posible. El secretario remitirá periódicamente copia de las comunicaciones recibidas a la Comisión de Nombramientos, a través del secretario de esta última.

La comunicación contendrá una descripción de la situación que da lugar al conflicto de interés, con indicación de si se trata de una situación de conflicto directo o indirecto a través de una persona vinculada, en cuyo caso deberá identificarse a esta última.

La descripción de la situación deberá detallar, según proceda, el objeto y las principales condiciones de la operación o de la decisión proyectada, incluyendo su importe o evaluación económica aproximada. Si la situación que genera el conflicto de interés es una Operación Vinculada (tal y como este término se define en el artículo 43), la comunicación también identificará el departamento o la persona de la Sociedad o de cualquiera de las sociedades del Grupo con la que se hubieran iniciado los correspondientes contactos.

Cualquier duda sobre si el consejero podría encontrarse en un supuesto de conflicto de interés, deberá ser trasladada al secretario del Consejo de Administración, debiendo abstenerse de realizar cualquier actuación hasta que sea resuelta.

- b) Abstención: si la situación de conflicto se derivara de alguna operación, transacción o circunstancia que requiriera de algún tipo de operación, informe, decisión, o aceptación, el consejero deberá abstenerse de realizar cualquier actuación hasta que el Consejo de Administración estudie el caso y adopte y le comunique la decisión oportuna.

En este sentido, el consejero deberá ausentarse de la reunión durante la deliberación y votación de aquellos asuntos en los que se halle incurso en conflicto de interés, descontándose del número de miembros asistentes a efectos del cómputo de quorum y de las mayorías.

En cada una de las reuniones del Consejo de Administración y de sus comisiones, el secretario recordará a los consejeros, antes de entrar en el orden del día, la regla de abstención prevista en

este artículo.

- c) **Transparencia:** la Sociedad informará, cuando proceda conforme a la ley, sobre cualquier situación de conflicto de interés en la que se hayan encontrado los consejeros durante el ejercicio en cuestión y que le conste en virtud de comunicación del afectado o por cualquier otro medio.

No obstante, en el caso de que el conflicto de interés sea, o pueda esperarse que sea, de naturaleza estructural y permanente, la situación se equipara a la pérdida de la idoneidad requerida para el ejercicio del cargo. Al respecto, el artículo 16 del Reglamento del Consejo de Administración configura la pérdida de la idoneidad como un supuesto de dimisión, separación y cese del consejero.

**2. CONFLICTOS DE INTERÉS ENTRE LA SOCIEDAD Y LOS ALTOS DIRECTIVOS Y OTRAS PERSONAS SOMETIDAS A REGLAS DE CONFLICTO DE INTERÉS**

El Procedimiento para conflictos de interés y operaciones vinculadas con altos directivos somete a las mismas reglas de comunicación, abstención y transparencia este tipo de conflictos.

**3. CONFLICTOS DE INTERÉS ENTRE LA SOCIEDAD Y LOS ACCIONISTAS SIGNIFICATIVOS**

Las operaciones entre las sociedades integradas en el Grupo con accionistas significativos o que hayan propuesto el nombramiento de alguno de los consejeros y sus respectivas personas vinculadas, están tratadas en el artículo 43 del Reglamento del Consejo de Administración mencionado en el apartado D.1. Deben realizarse en condiciones de mercado y aprobarse previamente por el Consejo de Administración. Procederá la autorización de la Junta General de Accionistas cuando el valor de la transacción supere el 10 % de los activos sociales. Todas las operaciones serán objeto de información en el Informe anual de gobierno corporativo y en el Informe financiero anual.

**4. CONFLICTOS DE INTERÉS CON OTROS EMPLEADOS**

El Código ético, que dedica un apartado específico a los conflictos de interés resulta aplicable a todos los profesionales del Grupo, con independencia de su nivel jerárquico.

**1.79 D.7. ¿Cotiza más de una sociedad del Grupo en España?**

Sí  No

1.79.1 Identifique a las sociedades filiales que cotizan en España:

Sociedades filiales cotizadas

1.79.2 Indique si han definido públicamente con precisión las respectivas áreas de actividad y eventuales relaciones de negocio entre ellas, así como las de la sociedad dependiente cotizada con las demás empresas del grupo;

Sí  No

Defina las eventuales relaciones de negocio entre la sociedad matriz y la sociedad filial cotizada, y entre esta y las demás empresas del grupo

1.79.3 Identifique los mecanismos previstos para resolver los eventuales conflictos de intereses entre la filial cotizada y las demás empresas del grupo:

Mecanismos para resolver los eventuales conflictos de interés

**E. SISTEMAS DE CONTROL Y GESTION DE RIESGOS****1.80 E.1. Explique el alcance del Sistema de Gestión de Riesgos de la sociedad, incluidos los de naturaleza fiscal.**

La Política general de control y gestión de riesgos y las Políticas de riesgos que las desarrollan son de aplicación en todas las sociedades sobre las que la Sociedad tiene un control efectivo, dentro de los límites previstos en la normativa aplicable a las actividades reguladas desarrolladas por el Grupo en los distintos países en los que está presente.

La Política general de control y gestión de riesgos y sus principios básicos se materializan a través de un Sistema integral de control y gestión de riesgos, apoyado en un Comité de Riesgos del Grupo y soportado por una adecuada asignación de funciones, responsabilidades, procedimientos, metodologías y herramientas de soporte, que cubren las siguientes etapas:

- a) La identificación de forma continuada de los riesgos y amenazas relevantes atendiendo a su posible incidencia sobre los objetivos clave de gestión y los estados financieros (incluyendo pasivos contingentes y otros riesgos fuera de balance).
- b) El análisis de dichos riesgos, tanto en cada uno de los negocios o funciones corporativas, como atendiendo a su efecto integrado sobre el conjunto del Grupo.
- c) El establecimiento de una estructura de políticas, directrices y límites, así como de los correspondientes mecanismos para su aprobación y despliegue, que permitan contribuir de forma eficaz, a que la gestión de los riesgos se realice de acuerdo con el apetito al riesgo de la Sociedad.
- d) La medición y control de los riesgos siguiendo procedimientos y estándares homogéneos y comunes a todo el Grupo.
- e) El análisis de los riesgos asociados a las nuevas inversiones, como elemento esencial en la toma de decisiones en clave de rentabilidad-riesgo.
- f) El mantenimiento de un sistema de control interno del cumplimiento de las políticas, directrices y límites, a través de procedimientos y sistemas adecuados, incluyendo los planes de contingencia necesarios para mitigar el impacto de la materialización de los riesgos.
- g) El seguimiento y control periódico de los riesgos de la cuenta de resultados con el objetivo de controlar la volatilidad del resultado anual del Grupo.
- h) La evaluación continua de la idoneidad y eficiencia de la aplicación del sistema y de las mejores prácticas y recomendaciones en materia de riesgos para su eventual incorporación al modelo.
- i) La auditoría del sistema por la Dirección de Auditoría Interna.

Desarrolladas de acuerdo con los siguientes principios básicos de actuación:

- a) Integrar la visión del riesgo-oportunidad en la gestión de la Sociedad, a través de la definición de la estrategia y del apetito al riesgo, y la incorporación de esta variable a las decisiones estratégicas y operativas.
- b) Segregar, a nivel operativo, las funciones entre las áreas tomadoras de riesgos y las áreas responsables su análisis, control y supervisión, garantizando un adecuado nivel de independencia.
- c) Garantizar la correcta utilización de los instrumentos para la cobertura de los riesgos y su registro de acuerdo con lo exigido en la normativa aplicable.
- d) Informar con transparencia sobre los riesgos del Grupo y el funcionamiento de los sistemas desarrollados para su control a los reguladores y principales agentes externos, manteniendo los canales adecuados para favorecer la comunicación.
- e) Asegurar un cumplimiento adecuado de las normas de gobierno corporativo establecidas por la Sociedad a través de su Sistema de gobierno corporativo y la actualización y mejora permanente de dicho sistema en el marco de las mejores prácticas internacionales de transparencia y buen gobierno, e instrumentar su seguimiento y medición.
- f) Actuar en todo momento al amparo de la ley y del Sistema de gobierno corporativo de la Sociedad y, en particular, de los valores y estándares de conducta reflejados en el Código ético y de los principios y buenas prácticas reflejados en la Política fiscal corporativa, bajo el principio de tolerancia cero hacia la comisión de actos ilícitos y situaciones de fraude recogido en la Política de prevención de delitos y en la Política contra la corrupción y el fraude.

Quedan excluidas de su ámbito de aplicación las sociedades subholding cotizadas y sus filiales que, al amparo de su propio marco especial de autonomía reforzada, dispongan de sus propias políticas de riesgos aprobadas por sus órganos competentes. En cualquier caso, dichas políticas de riesgos deberán ser conformes con los principios recogidos en esta Política general de control y gestión de riesgos y en las demás Políticas de riesgos de la Sociedad.

En aquellas sociedades participadas no pertenecientes al Grupo la Sociedad promoverá unos principios, directrices y límites de riesgo coherentes con los que se establecen a través de la Política general de control y gestión de riesgos y de sus complementarias Políticas de riesgos y mantendrá los canales de información adecuados para garantizar un adecuado conocimiento de los riesgos.

### 1.81 E.2. Identifique los órganos de la sociedad responsables de la elaboración y ejecución del Sistema de Gestión de Riesgos, incluido el fiscal.

El Consejo de Administración de la Sociedad se compromete a desarrollar todas sus capacidades para que los riesgos relevantes de todas las actividades y negocios del Grupo se encuentren adecuadamente identificados, medidos, gestionados y controlados, y establece, a través de la Política general de control y gestión de riesgos, los mecanismos y principios básicos para una adecuada gestión del binomio riesgo-opportunidad con un nivel de riesgo que permita:

- a) alcanzar los objetivos estratégicos que determine el Grupo con una volatilidad controlada;
- b) aportar el máximo nivel de garantías a los accionistas;
- c) proteger los resultados y la reputación del Grupo;
- d) defender los intereses de los accionistas, clientes, otros grupos interesados en la marcha de la Sociedad y de la sociedad en general; y
- e) garantizar la estabilidad empresarial y la solidez financiera de forma sostenida en el tiempo.

#### 1. CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN

En el ámbito de sus competencias, con el apoyo de la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo, impulsa la puesta en marcha de los mecanismos necesarios para que los riesgos relevantes de toda índole se encuentren adecuadamente identificados, medidos, gestionados y controlados, define la estrategia y el perfil de riesgo de la Sociedad, incluidos los fiscales, y aprueba las Políticas de riesgos del Grupo.

#### 2. COMISIÓN EJECUTIVA DELEGADA

Con el fin de adecuar el impacto de los riesgos al apetito establecido, el Consejo de Administración, a propuesta de las direcciones de negocio o corporativas afectadas y previo informe del Comité de Riesgos del Grupo, anualmente revisa y aprueba las directrices específicas sobre los límites de riesgos de las Políticas corporativas del Grupo.

De conformidad con las directrices establecidas, en el ámbito de su responsabilidad, las compañías subholding y cada una de las principales sociedades del Grupo, anualmente revisan y aprueban en sus órganos de administración correspondientes, las políticas y límites de riesgo específicos aplicables a cada una de ellas e implanta los sistemas de control necesarios para garantizar el cumplimiento de la Política general de control y gestión de riesgos y de sus límites.

#### 3. COMISIÓN DE AUDITORÍA Y SUPERVISIÓN DEL RIESGO

Como órgano consultivo del Consejo de Administración, tiene encomendadas las funciones de:

- Supervisar de forma directa a la unidad que tenga atribuida la competencia de participar activamente en la elaboración de la estrategia de riesgos de la Sociedad y en las decisiones importantes que afecten a su gestión.
- Revisar continuamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y se informe sobre ellos adecuadamente.
- Velar por que el sistema de control y gestión de riesgos del Grupo identifique, al menos:
  - Los distintos factores de riesgos a los que se enfrenta la Sociedad, incluyendo entre los financieros, económicos o fiscales, aquellos pasivos contingentes y otros riesgos fuera de balance.

- La fijación y revisión del mapa y de los niveles de riesgo que la Sociedad considere aceptables.
  - Las medidas previstas para mitigar el impacto de los riesgos identificados, en caso de que llegaran a materializarse.
  - Los sistemas de información y control interno que se utilizarán para controlar y gestionar los citados riesgos.
- (Específicamente en el ámbito fiscal) Recibir información del responsable de asuntos fiscales de la Sociedad sobre los criterios fiscales aplicados por la Sociedad en el ejercicio y, en particular, sobre el grado de cumplimiento de la Política fiscal corporativa, e informar al Consejo de Administración de las políticas fiscales aplicadas y, de operaciones o asuntos que deban someterse a aprobación del Consejo de Administración, sobre sus consecuencias fiscales, cuando constituyan un factor relevante.
  - Mantener la relación adecuada con la Dirección de Riesgos y con las comisiones de auditoría y cumplimiento de las restantes sociedades del Grupo.
  - Informar, con carácter previo, sobre los riesgos del Grupo a incluir en el Informe anual de gobierno corporativo de la Sociedad y dar traslado, para la valoración de sus conclusiones, al Consejo de Administración a través de la Comisión de Responsabilidad Social Corporativa.
4. CONSEJOS DE ADMINISTRACIÓN SOCIEDADES SUBHOLDING DE LOS PRINCIPALES PAÍSES EN LOS QUE ACTÚA EL GRUPO

Tienen atribuida la aprobación de las Políticas de riesgos para los distintos negocios del Grupo en el país en cuestión así como el establecer los límites e indicadores de riesgos específicos aplicables a dichos negocios atendiendo a las características y singularidades de cada país.

#### 5. COMITÉ DE RIESGOS DEL GRUPO

El Comité de Riesgos del Grupo Iberdrola es un órgano de carácter técnico presidido por el director general de Finanzas y Recursos, que desempeña tanto funciones ejecutivas en la gestión habitual de los riesgos como de asesoramiento a los órganos del gobierno del Grupo.

El Comité se reúne, al menos, una vez al mes, con la participación del director de Gestión de Riesgos del Grupo, los responsables de riesgos de los negocios y áreas corporativas dotadas de tal figura, la Dirección de Auditoría Interna y la Dirección de Administración y Control.

El Comité de Riesgos del Grupo, se complementa con los Comités de Riesgo de Crédito y de Riesgo de Mercado, del Grupo, que reportan al citado Comité de Riesgos, y que se reúnen con carácter quincenal y mensual respectivamente, para debatir y resolver sobre aspectos de riesgos de crédito y de mercado (financieros y de commodities).

### 1.82 E.3. Señale los principales riesgos, incluidos los fiscales, que pueden afectar a la consecución de los objetivos de negocio.

El Grupo se encuentra sometido a diversos riesgos inherentes a los distintos países, sectores y mercados en los que opera, y a las actividades que desarrolla, que pueden impedirle lograr sus objetivos y ejecutar sus estrategias con éxito.

En el apartado "Principales factores de riesgo asociados a la actividad del Grupo" del Informe de gestión del Informe anual correspondiente al ejercicio 2016 se hace una descripción detallada de los principales riesgos asociados a las actividades desarrolladas por los principales negocios del Grupo, así como a los riesgos de la corporación.

Debido a su carácter universal y dinámico, el sistema integral de riesgos permite considerar nuevos riesgos que puedan afectar al Grupo como consecuencia de cambios en el entorno o revisiones de objetivos y estrategias, así como aquellas actualizaciones que tienen como origen las actividades de monitorización, verificación, revisión y supervisión realizadas de forma continua.

De acuerdo con las definiciones establecidas por la Política general de control y gestión de riesgos, a nivel de Grupo, los riesgos se clasifican de acuerdo al siguiente criterio:

- a) Riesgos de Gobierno Corporativo: la Sociedad asume la necesidad de procurar la consecución del interés social y la maximización de forma sostenida del valor económico de la Sociedad y su buen fin a largo plazo, de conformidad con el interés social, la cultura y la visión corporativa del Grupo, tomando en consideración los intereses legítimos, públicos o privados, que confluyen en el



desarrollo de toda actividad empresarial y, especialmente, entre los de los diferentes Grupos de interés, los de las comunidades y territorios en los que actúa la Sociedad y los de sus trabajadores. Para ello resulta fundamental el cumplimiento del Sistema de gobierno corporativo de la Sociedad, integrado por los Estatutos Sociales, las Políticas corporativas, las normas internas de gobierno corporativo y los restantes códigos y procedimientos internos aprobados por los órganos competentes de la Sociedad e inspirado en las recomendaciones de buen gobierno de reconocimiento general en los mercados internacionales.

- b) Riesgos de Mercado: definidos como exposición de los resultados y el patrimonio del Grupo a variaciones de los precios y variables de mercado, tales como tipo de cambio, tipo de interés, precios de las materias primas (electricidad, gas, derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, otros combustibles, etc.), precios de activos financieros, y otros.
- c) Riesgos de Crédito: definidos como la posibilidad de que una contraparte no dé cumplimiento a sus obligaciones contractuales y produzca, en el Grupo, una pérdida económica o financiera. Las contrapartes pueden ser clientes finales, contrapartes en mercados financieros o en mercados de energía, socios, proveedores o contratistas.
- d) Riesgos de Negocio: establecidos como la incertidumbre en cuanto al comportamiento de las variables claves intrínsecas al negocio, tales como características de la demanda, condiciones meteorológicas, estrategias de los diferentes agentes y otros.
- e) Riesgos Regulatorios y Políticos: aquellos provenientes de cambios normativos establecidos por los distintos reguladores, tales como cambios en la retribución de las actividades reguladas o de las condiciones de suministro exigidas, o en la normativa medioambiental o fiscal, incluyendo los riesgos asociados a los cambios políticos que puedan afectar a la seguridad jurídica y al marco legal aplicable a los negocios del Grupo en cada jurisdicción, la nacionalización o expropiación de activos, la cancelación de licencias de operación y la terminación anticipada de contratos con la administración.
- f) Riesgos Operacionales, Tecnológicos, Medioambientales, Sociales y Legales: referidos a las pérdidas económicas directas o indirectas ocasionadas por procesos internos inadecuados, fallos tecnológicos, errores humanos o como consecuencia de ciertos sucesos externos, incluyendo su impacto económico, social, medioambiental y reputacional, así como el riesgo legal y de fraude. Dichos riesgos comprenden, entre otros, los asociados a las tecnologías de la información y a la ciberseguridad y a la obsolescencia tecnológica.
- g) Riesgos Reputacionales: potencial impacto negativo en el valor de la Sociedad, como consecuencia de comportamientos de la empresa inferiores a las expectativas creadas en los distintos Grupos de interés, tal y como estos se definen en la Política de relaciones con los Grupos de interés.

#### 1.83 E.4. Identifique si la entidad cuenta con un nivel de tolerancia al riesgo, incluido el fiscal.

El Consejo de Administración de la Sociedad revisa y aprueba anualmente los niveles de tolerancia al riesgo aceptables para el Grupo.

La Política general de control y gestión de riesgos, junto con las Políticas y límites específicos de riesgos que la desarrollan, establecen de manera cualitativa y cuantitativa y en forma suficientemente detallada, el apetito anualmente aceptado tanto a nivel de Grupo como de cada uno de sus principales negocios.

Complementariamente, la Dirección de Administración y Control, una vez considerados dichos límites y directrices, con el fin de verificar el riesgo globalmente asumido en la cuenta de resultados anual, realiza un análisis probabilístico e integrado del riesgo global remanente para el ejercicio en el momento de aprobar el presupuesto anual.

Adicionalmente, todo nuevo plan plurianual va acompañado de sus correspondientes análisis del riesgo asociado.

Políticas y límites de riesgos corporativas revisadas y aprobadas anualmente:

- Política de riesgo de crédito corporativa
- Política de riesgo de mercado corporativa
- Política de riesgo operacional en las operaciones de mercado
- Política de seguros

- Política de inversiones
- Política de financiación y de riesgos financieros
- Política de autocartera
- Política de riesgos de participaciones en sociedades cotizadas
- Política marco de riesgo reputacional
- Política de compras
- Política de tecnologías de la información
- Política de riesgos de la ciberseguridad

Políticas de riesgos de los distintos negocios del Grupo revisadas y aprobadas anualmente:

- Política de riesgos de los negocios liberalizados del Grupo Iberdrola
- Política de riesgos de los negocios de energías renovables del Grupo Iberdrola
- Política de riesgos de los negocios de redes del Grupo Iberdrola
- Política de riesgos del negocio de ingeniería y construcción
- Política de riesgos del negocio inmobiliario

En términos generales, las Políticas corporativas aplicables a todos los negocios del Grupo establecen el marco y las prácticas adecuadas para el control, gestión y mitigación de los diferentes tipos de riesgos y establecen límites globales de riesgo a poner en los distintos negocios, medidos en forma de valores físicos, nocionales y/o probabilísticos (VaR, Beneficio en Riesgo, etc.), a través de medidas tales como:

- Límites a la exposición global máxima de riesgo de crédito por tipo de contraparte
- Limitaciones al riesgo mercado proporcionales al volumen de actividad de cada negocio
- Limite global estricto al trading discrecional de energía
- Limitaciones al riesgos operacional a través de programas de mantenimiento preventivo y de programas de aseguramiento
- Limitaciones estrictas al desarrollo de actividades no asociadas al negocio principal de energía
- Otros

Las Políticas de riesgos de cada uno de los principales negocios del Grupo, establecen el marco y las actividades autorizadas para cada uno de ellos, junto con las directrices, límites e indicadores de riesgos cualitativos y cuantitativos, que les deban ser aplicables, adaptados a las características específicas de cada uno de ellos.

La Política fiscal corporativa establece las limitaciones al riesgo fiscal a través de la fijación de la estrategia fiscal, los principios de actuación y las buenas prácticas tributarias asumidas por la Sociedad.

La Política general de control y gestión de riesgos, así como un resumen de las Políticas de riesgos corporativas y otro resumen de las Políticas específicas de riesgos para los distintos negocios del Grupo están disponibles en la página web corporativa ([www.iberdrola.com](http://www.iberdrola.com)).

#### 1.84 E.5. Indique qué riesgos, incluidos los fiscales, se han materializado durante el ejercicio.

Los factores de riesgo materializados en los países y mercados en los que Iberdrola opera, no han tenido impacto relevante en los resultados del ejercicio, gracias a la diversificación de actividades, mercados y zonas geográficas del Grupo que ha permitido compensar los efectos negativos de algunos negocios con comportamientos favorables en otros.

Cabe destacar los siguientes hechos positivos que han eliminado riesgos o amenazas:

- La mejoría de la situación económica en España durante 2016, con un crecimiento del PIB del 3,2% y una mejora de la tasa de desempleo de 1,5 puntos, que se ha traducido en un crecimiento de la demanda de electricidad del 0,7% (0% ajustada).

- La aprobación de la Orden IET 980/2016, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de electricidad en España, la cual fija una retribución total para el Grupo de 1.655 millones de euros para 2016 (2,7% superior a la 2015) y un RAB (base de activos regulada) para los activos de distribución del Grupo de 8.694 millones de euros, eliminando la correspondiente incertidumbre existente al respecto.
- La aprobación, en términos favorables para el Grupo, de los marcos retributivos (rate case) de: (i) RG&E y NYSEG por el regulador de Nueva York, con un ROE base del 9%, con aplicación a partir de julio 2016 durante un plazo de 3 años y (ii) de UI por el regulador de Connecticut, con un ROE base del 9,1%, con aplicación a partir de enero 2017 durante un plazo de 3 años, las cuales eliminan durante los próximos años las principales incertidumbres.
- La publicación en el Reino Unido, en términos favorables para el sector, del informe final de la Competition Markets Authority "CMA" sobre el análisis del mercado minorista de gas y electricidad en el Reino Unido, sin impactos significativos para Scottish Power Ltd.
- La significativa recuperación durante 2016 de los precios internacionales del carbón (96%), gas (60%) y petróleo (59%), con el consiguiente impacto positivo en los precios finales de electricidad y aumento del margen en las tecnologías sin coste variable.

Entre los riesgos materializados cabe destacar:

- La evolución desfavorable de algunos de los proyectos de Iberdrola Ingeniería y Construcción, que hacen bajar a -125 millones de euros el EBITDA aportado por el Negocio al Grupo (esto es, -100 millones de euros después de impuestos).
- La inspección tributaria iniciada en 2014 por la Agencia Estatal de Administración Tributaria sobre el Impuesto sobre Sociedades 2008 a 2011 del Grupo fiscal Iberdrola, el IVA de 2010 y 2011 y otros impuestos, ha finalizado en 2016 con la firma de actas con acuerdo, de conformidad y de disconformidad.

Las liquidaciones derivadas de las actas con acuerdo y de conformidad han sido pagadas en 2016 y no han tenido efectos negativos en la cuenta de pérdidas y ganancias al encontrarse provisionadas.

Las liquidaciones derivadas de las actas de disconformidad han sido recurridas ante el Tribunal Económico Administrativo Central, habiendo obtenido la suspensión del ingreso de las deudas liquidadas mediante la aportación de los correspondientes avales bancarios. Estas liquidaciones tampoco han tenido efectos negativos en la cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio 2016, al encontrarse previamente provisionadas las regularizaciones efectuadas por la inspección cuyo riesgo, de consolidarse como deudas con la AEAT por sentencia firme desfavorable, se ha evaluado como probable. No se esperan pasivos adicionales de consideración respecto de los ya registrados a 31 de diciembre 2016.

Por último, destacar que el desarrollo de las actividades en 2017 se verá condicionado por los siguientes factores de riesgo:

- El proceso de negociación de la salida del Reino Unido de la Unión Europea y las políticas que pueda adoptar la nueva administración de los Estados Unidos, junto con la incertidumbre asociada a los procesos electorales de Francia y Alemania, podrían provocar turbulencias financieras en los mercados financieros internacionales con un previsible aumento de la volatilidad de los tipos de cambio (con riesgo de depreciación de la libra y del peso mexicano) y subidas de los tipos de interés en EE.UU.
- El posible impacto sobre la economía mexicana de algunas de las posibles nuevas medidas, políticas y económicas, anunciadas durante la reciente campaña electoral en EE.UU., tales como, la posible implantación de aranceles, con una posible caída de la demanda eléctrica por parte de los sectores más afectados.

La incertidumbre asociada al desarrollo definitivo de la reforma eléctrica mexicana, y en particular a la aprobación la nueva tarifa eléctrica de CFE, principal referencia de los contratos de energía del mercado libre, al cual destina el Grupo del orden del 20 % de su producción en México.

- La incertidumbre asociada a la posible confirmación durante 2017 de la mejora de los datos macroeconómicos observada al final del ejercicio de 2016 en Brasil, tras un difícil año político, caracterizado por la incapacidad (impeachment) de D. Rousseff, y económico, en términos de PIB, inflación y paro, traducidas en una caída de la demanda eléctrica de nuestra compañía distribuidora de electricidad Elektro.
- A pesar de la recuperación de precios de las materias primas expresada anteriormente, estos se encuentran en niveles bajos en relación a niveles de hace solo unos años y persiste la incertidumbre

sobre su comportamiento futuro.

- En los EE.UU., el progresivo aumento de la exposición a precios de mercado en renovables como consecuencia del vencimiento de los contrato de venta a largo plazo (PPAs) en un contexto de bajos precios de electricidad.

**1.85 E.6. Explique los planes de respuesta y supervisión para los principales riesgos de la entidad, incluidos los fiscales.**

El Sistema Integral de Riesgos junto con las políticas y los sistemas de control y gestión de la Compañía que los desarrollan, incluidos el Comité de Riesgos del Grupo y el Comité Operativo de la Sociedad, han permitido identificar con suficiente anticipación los riesgos y las nuevas amenazas así como establecer planes de mitigación adecuados.

Con carácter aproximadamente semanal se reúne el Comité Operativo de la Sociedad.

Con carácter mensual, se reúne el Comité de Riesgos del Grupo, revisa la evolución de los distintos riesgos y trimestralmente aprueba y emite el Informe trimestral de riesgos del Grupo que incluye las principales posiciones de riesgo, el informe sobre cumplimiento de políticas y límites, y la actualización de los mapas de riesgos clave.

Con carácter, al menos trimestral, la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo del Consejo de Administración, supervisa la evolución de los riesgos de la Compañía:

- Revisa los Informes trimestrales de riesgos del Grupo, presentado por el director corporativo de Riesgos del Grupo.
- Coordina y revisa los Informes de riesgos remitidos con periodicidad, al menos semestral, por las comisiones de auditoría y cumplimiento de las sociedades subholding y sociedades cabecera de los negocios del Grupo.
- Elabora, con periodicidad al menos semestral, un Informe de riesgos al Consejo de Administración.

## F. SISTEMAS INTERNOS DE CONTROL Y GESTIÓN DE RIESGOS EN RELACIÓN CON EL PROCESO DE EMISIÓN DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA (SCIIF)

Describa los mecanismos que componen los sistemas de control y gestión de riesgos en relación con el proceso de emisión de información financiera (SCIIF) de su entidad.

### 1.86 F.1. Entorno de control de la entidad

Informe, señalando sus principales características de, al menos:

1.86.1 F.1.1. Qué órganos y/o funciones son los responsables de: (i) la existencia y mantenimiento de un adecuado y efectivo SCIIF; (ii) su implantación; y (iii) su supervisión.

El Consejo de Administración de Iberdrola tiene la responsabilidad última de la existencia y mantenimiento de un adecuado y efectivo sistema de control interno de la información financiera ("SCIIF"). Los Consejos de Administración de las sociedades subholding por países y los de las sociedades cabecera de los negocios tienen igualmente esta responsabilidad en sus diferentes ámbitos.

Los responsables de las sociedades subholding por países y los de las sociedades cabecera de los negocios, junto con los respectivos responsables de control, así como los directores de las áreas corporativas globales, son a su vez los responsables del diseño e implantación del SCIIF. Esta responsabilidad está recogida explícitamente en las certificaciones que dichas personas firman semestralmente en relación con la información financiera correspondiente a sus respectivos ámbitos de responsabilidad.

De acuerdo con el artículo 26.7.d del Reglamento del Consejo de Administración, la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo tiene la competencia de supervisar la eficacia del control interno de la Sociedad y de su Grupo. Para desarrollar dicha responsabilidad, la Comisión se apoya en la Dirección del Área de Auditoría Interna. Las comisiones de auditoría y cumplimiento que, en su caso, existen en las sociedades subholding y cabecera de los negocios, cuentan con dicha competencia en sus respectivos ámbitos.

1.86.2 F.1.2. Si existen, especialmente en lo relativo al proceso de elaboración de la información financiera, los siguientes elementos:

- **Departamentos y/o mecanismos encargados: (i) del diseño y revisión de la estructura organizativa; (ii) de definir claramente las líneas de responsabilidad y autoridad, con una adecuada distribución de tareas y funciones; y (iii) de que existan procedimientos suficientes para su correcta difusión en la entidad.**

El Consejo de Administración de Iberdrola define la estructura organizativa de primer nivel. Los responsables de estas organizaciones de primer nivel, junto con la Dirección de Recursos Humanos, realizan el despliegue en sus respectivos ámbitos.

Cada dirección de primer nivel elabora una propuesta de estructura organizativa, incluyendo una descripción de misión, funciones y responsabilidades de las diferentes organizaciones desplegadas, que posteriormente debe ser validada por la Dirección de Recursos Humanos y la Dirección de Finanzas y Recursos.

La responsabilidad principal sobre la elaboración de la información financiera recae en la Dirección corporativa de Administración y Control. Dicha dirección propone la estructura de responsables de Control de las sociedades subholding y cabecera de los negocios y se ocupa de coordinar y supervisar su actuación.

- **Código de conducta, órgano de aprobación, grado de difusión e instrucción, principios y valores incluidos (indicando si hay menciones específicas al registro de operaciones y elaboración de información financiera), órgano encargado de analizar incumplimientos y de proponer acciones correctoras y sanciones.**

El Grupo Iberdrola tiene un Código ético, aprobado por el Consejo de Administración.

Según su artículo 2.1, “los principios y pautas de conducta contenidos en el Código ético son de aplicación a todos los profesionales del Grupo, con independencia de su nivel jerárquico, de su ubicación geográfica o funcional y de la sociedad del Grupo para la que presten sus servicios”. El Código ético se comunica y difunde entre los profesionales del Grupo Iberdrola de conformidad con el plan aprobado al efecto por la Unidad de Cumplimiento.

El Código ético, en el artículo 33, menciona expresamente lo siguiente:

“El Grupo informará de forma veraz, adecuada, útil y congruente sobre sus programas y actuaciones. La transparencia en la información que deba ser objeto de divulgación es un principio básico que debe regir la actuación de los profesionales del Grupo.

La información económico-financiera del Grupo, en especial las cuentas anuales, reflejará fielmente su realidad económica, financiera y patrimonial, acorde con los principios de contabilidad generalmente aceptados y las normas internacionales de información financiera que sean aplicables. A estos efectos, ningún profesional ocultará o distorsionará la información de los registros e informes contables del Grupo, que será completa, precisa y veraz.

La falta de honestidad en la comunicación de la información, tanto al interior del Grupo –a empleados, sociedades controladas, departamentos, órganos internos, órganos de administración, etc.– como al exterior –a auditores, accionistas e inversores, organismos reguladores, medios de comunicación, etc.–, contraviene el Código ético. Se incurre también en falta de honestidad al entregar información incorrecta, organizarla de forma equívoca o intentar confundir a quienes la reciben”.

El control de la aplicación del Código ético corresponde a la Unidad de Cumplimiento, que es un órgano vinculado a la Comisión de Responsabilidad Social Corporativa del Consejo de Administración de la Sociedad, con competencias en el ámbito del cumplimiento normativo y del Sistema de gobierno corporativo de la Sociedad. Esta Unidad evalúa y realiza un informe anual sobre el grado de cumplimiento del Código ético. El informe se comunica a la Dirección de Recursos Humanos y a la Dirección del Área de Auditoría Interna de la Sociedad, así como a la Comisión de Responsabilidad Social Corporativa. Esta, por su parte, lo comunica a los órganos de gobierno competentes, al presidente y consejero delegado de la Sociedad y a la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo.

La Unidad de Cumplimiento es asimismo la encargada de determinar si un profesional del Grupo ha realizado actividades que contravengan lo establecido en la ley o en el Código ético y, en su caso, encomendar a la Dirección de Recursos Humanos y, o a la Dirección responsable de la función de recursos humanos de la sociedad del Grupo que corresponda, la aplicación de las medidas disciplinarias conforme al régimen de faltas y sanciones previsto en el convenio colectivo a la que pertenezca el profesional o en la legislación laboral aplicable.

De acuerdo con su artículo 44.1, los profesionales del Grupo aceptan expresamente las normas de actuación establecidas en el Código ético.

Asimismo, de acuerdo con el artículo 44.2, los profesionales que en el futuro se incorporen o pasen a formar parte del Grupo, aceptarán expresamente los principios y las normas de actuación establecidas en el Código ético, documento que se anexará a los respectivos contratos laborales.

- **Canal de denuncias, que permita la comunicación a la comisión de auditoría de irregularidades de naturaleza financiera y contable, en adición a eventuales incumplimientos del código de conducta y actividades irregulares en la organización, informando en su caso si este es de naturaleza confidencial.**

Iberdrola dispone de un procedimiento a seguir por parte de los empleados del Grupo que quieran comunicar irregularidades de potencial transcendencia, de naturaleza financiera y contable, que les permite comunicarlas directamente -mediante correo electrónico o correo postal- la presidenta de la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo.

De acuerdo con lo establecido en el propio procedimiento, el Consejo de Administración de la Sociedad garantiza que la identidad del comunicante, así como la situación comunicada, serán tratadas con absoluta y estricta confidencialidad, tanto en el proceso de comunicación como en el eventual proceso de evaluación y clarificación de los hechos por la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo y las organizaciones de la Sociedad o terceros que participen a requerimiento de dicha Comisión.

Según el procedimiento señalado, la recepción y admisión a trámite es realizada por el presidente de la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo. Dicha admisión se realiza en función de los requisitos establecidos en el procedimiento (identificación del remitente, detalle suficiente de la situación que se comunica, ser objeto del alcance del canal, garantía de confidencialidad, protección de datos de carácter personal, etc.).

Durante el ejercicio 2016 no se han recibido comunicaciones.

**• Programas de formación y actualización periódica para el personal involucrado en la preparación y revisión de la información financiera, así como en la evaluación del SCIIF, que cubran al menos, normas contables, auditoría, control interno y gestión de riesgos.**

El personal involucrado en la preparación y revisión de la información financiera, así como en la evaluación del SCIIF, recibe, en función de sus distintas responsabilidades, formación periódica sobre normas contables, auditoría, control interno y gestión de riesgos.

De acuerdo a la estructura organizativa del Grupo Iberdrola las direcciones directamente relacionadas con este tipo de funciones son Auditoría Interna, Administración y Control y Finanzas y Recursos.

A lo largo del ejercicio 2016 el personal involucrado en estas funciones ha realizado 19.018 horas de formación, destacando la formación realizada en España, México y Scottish Power Ltd., que pasa a ser detallada a continuación.

En España el personal involucrado en estas funciones ha realizado 14.094 horas de formación, de las cuales 8.434 horas, organizadas en 163 acciones formativas, han correspondido a formación técnica directamente relacionada con las funciones que llevan a cabo, lo que supone el 60 % de la formación que reciben, habiendo ascendido a 511 los profesionales que han participado en estos cursos. En el caso de Scottish Power Ltd. el número de horas totales de formación ha sido de 3.325 horas.

En México el total de horas de formación del personal de estas áreas ascendió a 1.463, de las cuales 925 horas se correspondieron con formación técnica específica, organizadas en 11 acciones formativas.

El resto de horas de formación ha sido realizado por el personal de estas organizaciones en Elektro y Avangrid, Inc. (Estados Unidos de América).

La mayor parte de estos cursos es impartida por entidades externas: escuelas de negocio, universidades o consultoras especializadas en temas económico-financieros.

Cabe destacar la obtención de diversos certificados profesionales por parte de empleados de Iberdrola en estas áreas funcionales:

- "Certified Internal Auditor" (CIA) por parte de dos profesionales en España y dos en Avangrid.
- "Certified Information Systems Auditor" (CISA) por parte de un profesional en España y dos en Avangrid.
- "Certified Fraud Examiner" (CFE), "Certification in Risk Management Assurance" (CRMA) y "Certified Public Accountant" (CPA) por parte de 7 profesionales de Avangrid.

Entre las acciones formativas de carácter técnico que han llevado a cabo estos profesionales podemos hacer referencia a:

- Advanced bank risk analysis
- Análisis financiero empresarial avanzado
- Aprobadores de pagos
- Auditoría de inversiones
- Conciliación bancaria NST
- Conciliación tesorería
- Curso práctico análisis y gestión de riesgo
- Excel – Aplicaciones gestión financiera
- Fiscalidad

- Gestión tesorería
- Impuesto sobre el valor añadido
- Métodos de participación y consolidación de estados financieros
- Nuevo código aduanero de la Unión Europea
- Peticionarios de pagos
- Programa ejecutivo gestión de riesgos
- Reb book legality of Streetworks/permits
- Reforma Ley General Tributaria y Novedades
- Reglamento interno conducta Mercado Valores
- Un Sistema de ERM en Compañía de Seguros
- Valoración de permutas financieras tipos
- Capacity Mechanism
- Graduate First Day Induction
- Issue and/or Receive Safety Documentation
- Red Book Legality of Streetworks/Permits
- Trainee – Electrical Networks Aprec

Con carácter general estos profesionales también han realizado cursos para mejorar su capacitación en el uso de las herramientas ofimáticas necesarias para el desempeño de sus funciones, principalmente excel.

Es de destacar que a lo largo de 2016 se han organizado diversos encuentros de carácter internacional entre los profesionales de estas áreas, tales como las X Jornadas Globales de Auditoría Interna.

## 1.87 F.2. Evaluación de riesgos de la información financiera

### Informe, al menos, de:

1.87.1 F.2.1. Cuáles son las principales características del proceso de identificación de riesgos, incluyendo los de error o fraude, en cuanto a:

- **Si el proceso existe y está documentado.**

El proceso de identificación de riesgos de error en la información financiera es uno de los pasos más importantes dentro de la metodología de desarrollo del control interno de la información financiera de Iberdrola, estando documentados tanto sus objetivos y desarrollo, como sus resultados.

La metodología parte del análisis de la información financiera consolidada del Grupo Iberdrola, y de las distintas sociedades subholding de país, para seleccionar los epígrafes contables y notas de memoria más relevantes, de acuerdo con criterios cuantitativos (materialidad) y cualitativos (riesgo de negocio y visibilidad ante terceros). Los epígrafes y notas seleccionados se agrupan en ciclos de gestión o grandes procesos en los que se genera la información seleccionada. Los ciclos se analizan y se elabora una descripción de cada uno de ellos, como medio para la identificación de los posibles riesgos de error en la información financiera, en relación a atributos como integridad, presentación, valoración, corte, registro y validez. Los riesgos identificados se someten a un proceso de priorización, seleccionándose los más relevantes aplicando el juicio profesional sobre una serie de indicadores (existencia de procesos y controles documentados, existencia de sistemas que automaticen los procesos, si ha habido incidencias en el pasado, si el proceso es conocido y maduro o si es necesario aplicar juicios para realizar estimaciones). Los riesgos de fraude no son objeto de identificación explícita, si bien se tienen en cuenta en la medida en que puedan generar errores materiales en la información financiera.

Una vez seleccionados los riesgos más relevantes, se seleccionan y diseñan los controles necesarios para su mitigación o gestión, siendo estos controles objeto de seguimiento y documentación, así como



de revisión sistemática por parte del Área de Auditoría Interna.

Los riesgos seleccionados se revisan, como mínimo, con periodicidad anual, en el marco de la evaluación de la efectividad del control interno que realizan sus responsables. Dicha revisión tiene por objeto actualizar los riesgos a las circunstancias cambiantes en las que actúa la empresa, especialmente ante cambios en la organización, los sistemas informáticos, la regulación, los productos o la situación de los mercados.

- **Si el proceso cubre la totalidad de objetivos de la información financiera, (existencia y ocurrencia; integridad; valoración; presentación, desglose y comparabilidad; y derechos y obligaciones), si se actualiza y con qué frecuencia.**

Tal y como se menciona anteriormente, los ciclos o grandes procesos en los que se genera la información financiera se analizan con periodicidad anual -como mínimo- para identificar los posibles riesgos de error, en relación a atributos como validez (existencia y autorización), integridad, valoración, presentación, corte y registro.

- **La existencia de un proceso de identificación del perímetro de consolidación, teniendo en cuenta, entre otros aspectos, la posible existencia de estructuras societarias complejas, entidades instrumentales o de propósito especial.**

La identificación del perímetro de consolidación se realiza con periodicidad mensual, obteniéndose como producto el mapa de sociedades actualizado, con la identificación expresa de los cambios producidos en cada periodo.

El alcance de esta revisión es la totalidad de las sociedades en las que Iberdrola, o cualquiera de sus sociedades dependientes, tiene alguna participación, por pequeña que sea.

Por otra parte, el Reglamento del Consejo de Administración determina, siguiendo lo establecido en el artículo 529 de la Ley de Sociedades de Capital, que es competencia del Consejo de Administración, entre otras materias, aprobar la creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial ("EPE") o domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales ("EPF"), así como cualesquiera otras transacciones u operaciones de naturaleza análoga que, por su complejidad, pudieran menoscabar la transparencia del Grupo.

Asimismo, el Reglamento de la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo de Iberdrola, de acuerdo con la misma Ley, establece que debe informar al Consejo de Administración con carácter previo a la adopción de tales decisiones, sobre la creación o adquisición de las citadas entidades.

Por lo tanto, cada vez que se pretenda constituir o participar en una entidad de propósito especial o domiciliada en un paraíso fiscal, la operación requiere el informe favorable de la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo y posteriormente a la aprobación del Consejo de Administración.

A estos efectos, existen procedimientos específicos, adaptados al actual modelo de gobierno corporativo, según el cual la iniciativa corresponde a la Dirección del Grupo o a la Sociedad subholding, cabecera de negocio o sociedad participadas a través de aquellas, que pretenda la constitución o adquisición de una sociedad de propósito especial o domiciliada en un paraíso fiscal. En el supuesto de sociedades dotadas de un consejo de administración y una comisión de auditoría, corresponde, en primer término, a sus órganos de gobierno el análisis de la operación propuesta.

- **Si el proceso tiene en cuenta los efectos de otras tipologías de riesgos (operativos, tecnológicos, financieros, legales, fiscales, reputacionales, medioambientales, etc.) en la medida que afecten a los estados financieros.**

El proceso de identificación de riesgos de error en la información financiera tiene en cuenta los efectos de otras tipologías de riesgos (operativos, tecnológicos, legales, fiscales, reputacionales, medioambientales, etc.), en la medida que afecten a los estados financieros, riesgos que son evaluados y gestionados por distintas unidades corporativas como la Dirección de Riesgos o los Servicios Jurídicos, entre otras. No obstante, para la identificación de riesgos de información financiera no se realiza una identificación expresa de dichas otras tipologías.

• **Qué órgano de gobierno de la entidad supervisa el proceso.**

El órgano de gobierno que supervisa el proceso es la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo, que se apoya en la Dirección del Área de Auditoría Interna para ejercitar su responsabilidad.

**1.88 F.3. Actividades de control**

**Informe, señalando sus principales características, si dispone al menos de:**

- 1.88.1 F.3.1. Procedimientos de revisión y autorización de la información financiera y la descripción del SCIIF, a publicar en los mercados de valores, indicando sus responsables, así como de documentación descriptiva de los flujos de actividades y controles (incluyendo los relativos a riesgo de fraude) de los distintos tipos de transacciones que puedan afectar de modo material a los estados financieros, incluyendo el procedimiento de cierre contable y la revisión específica de los juicios, estimaciones, valoraciones y proyecciones relevantes.

El proceso o estructura de certificación de la información financiera, que se lleva a cabo formalmente con periodicidad semestral, coincidiendo con los cierres intermedio y anual, refleja la forma en que se genera la información financiera en el Grupo.

En dicha estructura, los responsables de las sociedades subholding por países y los responsables de las sociedades cabecera de los negocios, junto con los respectivos responsables de control, así como los responsables de las áreas corporativas globales, certifican tanto la fiabilidad de la información financiera sobre sus áreas de responsabilidad –que es la que aportan para su consolidación a nivel de grupo-, como la efectividad del sistema de control interno establecido para garantizar razonablemente dicha fiabilidad. Finalmente, el presidente y consejero delegado, como máximo responsable ejecutivo, y el director de Administración y Control, como responsable de la elaboración de la información financiera, certifican al Consejo de Administración la fiabilidad de las cuentas consolidadas.

La Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo, con el apoyo de la Dirección del Área de Auditoría Interna, supervisa todo el proceso de certificación, trasladando al Consejo de Administración las conclusiones obtenidas en dicho análisis en las sesiones en las que se formulan formalmente las cuentas.

En cuanto a la descripción del SCIIF a publicar en los mercados de valores, el procedimiento de revisión y autorización es el mismo que se utiliza para todos los contenidos de naturaleza económico-financiera del Informe anual de gobierno corporativo.

La documentación del sistema de control interno de la información financiera incluye descripciones de alto nivel de los ciclos de generación de la información financiera relevante seleccionada, así como descripciones detalladas de los riesgos de error priorizados y de los controles diseñados para su mitigación o gestión. La descripción de los controles incluye las evidencias a obtener en su ejecución, necesarias para su revisión.

Cada uno de los procesos de cierre contable realizados en los negocios es considerado como un ciclo, y lo mismo ocurre con el conjunto de las actividades de cierre contable realizadas a nivel corporativo, con el proceso de consolidación global y con el proceso de elaboración de las notas de memoria. Ello hace que todas estas actuaciones sean objeto del proceso metodológico descrito en el apartado relativo a riesgos.

Por otra parte, la revisión específica de juicios contables críticos, estimaciones, valoraciones y proyecciones relevantes es objeto de controles concretos dentro del modelo, ya que este tipo de cuestiones implican la identificación de riesgos de error en los distintos ciclos en los que se realizan. Las evidencias de los controles concretos son en muchos casos los soportes de dichas revisiones.

Independientemente del proceso de certificación seguido en los países, negocios y áreas corporativas, la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo, una vez más con el apoyo de la Dirección de Auditoría Interna, realiza trimestralmente una revisión global de la información financiera, asegurándose de que los informes financieros semestrales y las declaraciones trimestrales de gestión se formulan con los mismos criterios contables que los informes financieros anuales, verificando la adecuada delimitación del perímetro de consolidación, así como la correcta aplicación de los principios de contabilidad

generalmente aceptados y de las normas internacionales de información financiera.

- 1.88.2 F.3.2. Políticas y procedimientos de control interno sobre los sistemas de información (entre otras, sobre seguridad de acceso, control de cambios, operación de los mismos, continuidad operativa y segregación de funciones) que soporten los procesos relevantes de la entidad en relación a la elaboración y publicación de la información financiera.

Entre los controles considerados para mitigar o gestionar los riesgos de error en la información financiera existen algunos relacionados con las aplicaciones informáticas más relevantes, como son los controles relativos a los permisos de acceso de usuarios o los relativos a la integridad del traspaso de información entre aplicaciones, de la operación y gestión de cambios.

Adicionalmente, el Grupo Iberdrola tiene directrices o normativas y procedimientos de control interno sobre los sistemas de información en relación con la adquisición y desarrollo de software, la adquisición de infraestructura de sistemas, la instalación y pruebas de software, la gestión de cambios, la gestión de los niveles de servicio, la gestión de los servicios realizados por terceros, la seguridad de los sistemas y el acceso a los mismos, la gestión de incidentes, la gestión de las operaciones, la continuidad de las operaciones y la segregación de funciones.

Dichas directrices y procedimientos -que en algunos casos son diferentes en función del ámbito geográfico o tipología de la solución, y que están en un proceso de homogeneización progresivo- se aplican sobre todos los sistemas de información que soportan los procesos relevantes de generación de información financiera, y sobre la infraestructura necesaria para su funcionamiento.

Asimismo, el Grupo Iberdrola dispone de una Política de tecnologías de la información en la que se contempla la gestión de los riesgos asociados con el uso, la propiedad, la operación, la participación, la influencia y la adopción de determinadas tecnologías de información o sus procesos de gestión y control.

De este modo, se dispone de un modelo de controles generales integrado con el modelo de gestión de riesgos que permite evaluar de forma global los riesgos relacionados con las tecnologías de la información.

Como parte de dicho modelo, se evalúa de forma periódica la efectividad de los controles de las tecnologías de la información implantados en el ámbito de los sistemas financieros, adoptando las medidas oportunas en el caso de que se detecte alguna incidencia.

Con carácter anual, el director de sistemas de Iberdrola certifica la efectividad de los controles internos establecidos sobre los Sistemas de información.

- 1.88.3 F.3.3. Políticas y procedimientos de control interno destinados a supervisar la gestión de las actividades subcontratadas a terceros, así como de aquellos aspectos de evaluación, cálculo o valoración encomendados a expertos independientes, que puedan afectar de modo material a los estados financieros.

En términos generales, el Grupo Iberdrola no tiene funciones significativas subcontratadas a terceros con incidencia directa en la información financiera. Las evaluaciones, cálculos o valoraciones encomendados a terceros que puedan afectar de modo material a los estados financieros se consideran actividades relevantes de generación de información financiera que conducen, en su caso, a la identificación de riesgos de error prioritarios, lo cual implica el diseño de controles internos asociados. Estos controles cubren el análisis y aprobación interna de hipótesis fundamentales a utilizar, así como la revisión de las evaluaciones, cálculos o valoraciones realizadas por externos, mediante el contraste con cálculos realizados internamente.

## 1.89 F.4. Información y comunicación

**Informe, señalando sus principales características, si dispone al menos de:**

- 1.89.1 F.4.1. Una función específica encargada de definir, mantener actualizadas las políticas contables (área o departamento de políticas contables) y resolver dudas o conflictos derivados de su interpretación, manteniendo una comunicación fluida con los responsables

de las operaciones en la organización, así como un manual de políticas contables actualizado y comunicado a las unidades a través de las que opera la entidad.

La Dirección de Normativa Contable, que depende directamente del director de Administración y Control, es la responsable de definir y actualizar las políticas contables, así como de resolver dudas o conflictos derivados de su interpretación. Mantiene una comunicación fluida con los responsables de las operaciones de la organización y, particularmente, con los responsables de las funciones contables. Trimestralmente, edita un boletín con amplia difusión dentro del Grupo sobre novedades contables NIIF, que incluye actualizaciones de la normativa (normativa que entra en vigor, borradores emitidos, normativa emitida, normativa aprobada por la Unión Europea y pendiente de aprobación, así como futura normativa prevista) y consultas contables realizadas internamente, junto con las conclusiones al respecto.

La Dirección de Normativa Contable también es la responsable de mantener permanentemente actualizado el manual de prácticas contables del Grupo y de proceder a su adecuada difusión.

El manual contable se actualiza permanentemente. Para ello, la Dirección de Normativa Contable analiza si las novedades o modificaciones en materia contable tienen efecto sobre las políticas contables del Grupo, así como la fecha de entrada en vigor de cada una de las normas. Cuando se identifica que la nueva normativa, o las interpretaciones de la misma, tiene efecto sobre las políticas contables del Grupo se incorpora al manual, procediéndose también a su comunicación a los responsables de la elaboración de la información financiera del Grupo por medio de los boletines trimestrales señalados más arriba, así como a la actualización en la aplicación que soporta el manual.

La versión actualizada del manual está disponible en una aplicación en la red interna del Grupo. Esta aplicación también es accesible vía VPN por internet y puede vincularse al correo electrónico. Cualquier modificación o alta de un documento del manual genera un aviso por correo electrónico a todos los usuarios del mismo.

- 1.89.2 F.4.2. Mecanismos de captura y preparación de la información financiera con formatos homogéneos, de aplicación y utilización por todas las unidades de la entidad o del grupo, que soporten los estados financieros principales y las notas, así como la información que se detalle sobre el SCIIF.

El mecanismo de captura y preparación de la información que soporta los estados financieros principales del Grupo Iberdrola se basa, principalmente, en la utilización de una herramienta de consolidación de gestión unificada (denominada BPC), accesible desde todos los ámbitos geográficos, que actualmente está desplegada en todo el Grupo.

Una gran parte de la información que soporta los desgloses y notas de memoria está incluida en la herramienta de consolidación, capturándose el resto mediante hojas de cálculo de formatos homogéneos, denominados paquetes de reporting, que se elaboran para los cierres semestral y anual.

## 1.90 F.5. Supervisión del funcionamiento del sistema

**Informe, señalando sus principales características, al menos de:**

- 1.90.1 F.5.1. Las actividades de supervisión del SCIIF realizadas por la comisión de auditoría así como si la entidad cuenta con una función de auditoría interna que tenga entre sus competencias la de apoyo a la comisión en su labor de supervisión del sistema de control interno, incluyendo el SCIIF. Asimismo se informará del alcance de la evaluación del SCIIF realizada en el ejercicio y del procedimiento por el cual el encargado de ejecutar la evaluación comunica sus resultados, si la entidad cuenta con un plan de acción que detalle las eventuales medidas correctoras, y si se ha considerado su impacto en la información financiera.

Las actividades de supervisión del SCIIF realizadas por la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo incluyen fundamentalmente: (i) el seguimiento del cumplimiento del proceso de certificación por parte de los distintos responsables de la información financiera, (ii) la revisión, con el apoyo de la

Dirección del Área de Auditoría Interna, del diseño y operación del sistema de control interno, para evaluar su efectividad y, (iii) las reuniones periódicas con auditores externos, auditores internos y alta dirección para revisar, analizar y comentar la información financiera, el perímetro de sociedades que abarca y los criterios contables aplicados, así como, en su caso, las debilidades significativas de control interno identificadas.

Conviene mencionar que los responsables de la elaboración de la información financiera de cada subholding por país, de cada sociedad cabecera de negocio y de cada área corporativa realizan, con carácter anual, en un proceso coordinado por la Dirección de Control Interno, una revisión del diseño y operación del sistema de control interno en su ámbito de responsabilidad, para evaluar su efectividad.

Para ello, se analiza si, con motivo de las circunstancias cambiantes en las que actúa el Grupo (cambios en la organización, sistemas, procesos, productos, regulación, etc.), deben incluirse variaciones a los riesgos identificados y priorizados. También se analiza si el diseño de los controles para mitigar o gestionar los riesgos que hayan podido variar es adecuado, así como si la operación de los controles ha sido correcta de acuerdo con su diseño.

Las conclusiones de este proceso de revisión anual, tanto respecto a las deficiencias identificadas –que se califican como graves, medias o leves, en función precisamente de su posible impacto en la información financiera–, como respecto a los planes de actuación para remediarlas, se presentan en una reunión monográfica anual que preside el director de Administración y Control, y en la que está asimismo presente la Dirección del Área de Auditoría Interna. En la misma, se concluye sobre la efectividad del sistema de control interno en cada uno de los distintos ámbitos de responsabilidad y, de manera global, en el conjunto del Grupo.

Posteriormente, las conclusiones más significativas sobre la revisión realizada son presentadas a la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo en el marco de las reuniones periódicas con el director de Administración y Control.

Independientemente de lo descrito en los párrafos anteriores, el Área de Auditoría Interna -que depende jerárquicamente del presidente y consejero delegado, y funcionalmente de la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo, y que, conforme a lo establecido por la Norma Básica de Auditoría Interna de Iberdrola S.A. y su grupo, tiene como principales funciones colaborar con la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo en el desarrollo de sus competencias y velar de forma proactiva por el buen funcionamiento de los sistemas de información y control interno y de gestión de riesgos de la Sociedad-, realiza, en apoyo de dicha Comisión, una revisión independiente del diseño y operación del sistema de control interno, identificando deficiencias y elaborando recomendaciones de mejora.

Derivado de ello, la Dirección del Área de Auditoría Interna realiza el seguimiento permanente de los planes de acción acordados con las distintas organizaciones para corregir las deficiencias detectadas y para llevar a cabo las sugerencias de mejora consensuadas con las organizaciones.

El periodo que la Dirección del Área de Auditoría Interna planifica para la revisión en profundidad de la totalidad del sistema de control interno es de tres años.

Concretamente, durante el ejercicio 2016 se han revisado 50 ciclos correspondientes a las sociedades Avangrid, Inc., Scottish Power Ltd., Iberdrola España S.A., Iberdrola México, S.A. de C.V., Elektro Redes, S.A, Iberdrola Inmobiliaria, S.A., así como de la dirección corporativa de Recursos Humanos.

Adicionalmente, la Dirección del Área de Auditoría Interna realiza semestralmente, coincidiendo con los cierres semestral y anual, una revisión de la operación de los controles internos considerados más críticos.

La combinación de las revisiones realizadas con periodicidad trianual, junto con las revisiones semestrales de controles más críticos, posibilita que la Dirección del Área de Auditoría Interna realice una evaluación del sistema de control interno -tanto sobre su diseño, como sobre su operación- y emita una opinión sobre la efectividad de los controles internos establecidos para garantizar la fiabilidad de la información financiera, que traslada a la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo en el marco de las reuniones que mantienen periódicamente.

- 1.90.2 F.5.2. Si cuenta con un procedimiento de discusión mediante el cual, el auditor de cuentas (de acuerdo con lo establecido en las NTA), la función de auditoría interna y otros expertos puedan comunicar a la alta dirección y a la comisión de auditoría o administradores de la entidad las debilidades significativas de control interno identificadas durante los procesos de revisión de las cuentas anuales o aquellos otros que les hayan sido encomendados. Asimismo, informará de si dispone de un plan de acción que trate de corregir o mitigar las debilidades observadas.

En términos generales, el procedimiento de discusión sobre debilidades significativas de control interno identificadas se basa en reuniones periódicas que los distintos agentes realizan.

Así, la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo mantiene reuniones, tanto en el cierre semestral, como en el anual, con los auditores externos, con los auditores internos y con la dirección responsable de elaborar la información financiera, para comentar cualquier aspecto relevante del proceso de elaboración y de la información financiera resultante.

Específicamente, según lo establecido por su Reglamento (ámbito competencial), la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo de Iberdrola tiene, entre otras funciones, la de analizar, junto con los auditores de cuentas, las debilidades significativas del sistema de control interno detectadas en el desarrollo de la auditoría. A estos efectos, el auditor de cuentas comparece anualmente ante dicha Comisión para presentar las recomendaciones relacionadas con las debilidades de control interno identificadas durante el proceso de revisión de las cuentas anuales. Las debilidades que, en su caso, fueran puestas de manifiesto por el auditor de cuentas son objeto de seguimiento permanente por parte de la Comisión con el apoyo de la Dirección del Área de Auditoría Interna. Durante el ejercicio 2016 los auditores de cuentas no han puesto de manifiesto debilidades de control interno significativas.

Asimismo, la dirección responsable de elaborar las cuentas consolidadas también mantiene reuniones con los auditores externos y con los auditores internos, tanto en el cierre semestral, como en el anual, para tratar cuestiones significativas relativas a la información financiera.

#### 1.91 F.6. Otra información relevante.

Iberdrola dispone de un modelo o sistema de control interno de la información financiera cuyo objetivo es garantizar razonablemente la fiabilidad de la información financiera. Es importante destacar que el desarrollo del modelo, iniciado en 2006, no fue consecuencia de un requerimiento legal sino del convencimiento, tanto del Consejo de Administración como de la alta dirección de la Sociedad, de que, en un contexto de crecimiento e internacionalización como el que ya se preveía para el Grupo, un sistema de control interno explícito y auditable contribuiría a mantener y mejorar su entorno de control y la calidad de la información financiera, al tiempo que incrementaría la confianza de los inversores por sus efectos en la transparencia, reputación y buen gobierno de Iberdrola y de las sociedades dependientes que integran el Grupo Iberdrola.

El Modelo o Sistema de Control Interno de la Información Financiera (SCIIF) del Grupo Iberdrola tiene dos vertientes fundamentales: la certificación y el control interno propiamente dicho.

La certificación es un proceso semestral en el que los responsables de la información financiera de los distintos ámbitos de la empresa certifican: (i) que la información financiera que aportan a Iberdrola para su consolidación no tiene errores u omisiones materiales y que es la imagen fiel de los resultados y de la situación patrimonial en su ámbito de responsabilidad, y (ii) que son responsables del establecimiento del SCIIF en su ámbito de responsabilidad y que han evaluado que el sistema es efectivo. Este contenido de las certificaciones está inspirado en el modelo de certificación establecido en la sección 302 de la ley Sarbanes-Oxley de los EE.UU.

La culminación del proceso semestral es la certificación conjunta que el presidente y consejero delegado y el director de Administración y Control elevan al Consejo de Administración.

La otra vertiente del modelo, la del control interno propiamente dicho, está inspirada en el marco de referencia descrito en el informe "Internal Control Integrated Framework" del "Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO)", y está orientada, fundamentalmente, a proporcionar un grado de seguridad razonable en la consecución del objetivo de fiabilidad de la información financiera.

La metodología empleada por Iberdrola para el desarrollo y actualización continua del control interno tiene las siguientes etapas o pasos: (i) análisis y selección de la información financiera relevante, (ii) agrupación de la misma en ciclos o grandes procesos en los que se genera, (iii) identificación, evaluación y priorización de riesgos de error en la información financiera dentro de los ciclos seleccionados, (iv) diseño y operación de controles para mitigar o gestionar los riesgos seleccionados y (v) monitorización y actualización de los pasos anteriores para adaptar el modelo continuamente a las circunstancias de la actividad empresarial.

Una de las características fundamentales del diseño del modelo es que pretende garantizar la calidad de la información financiera durante todos los meses del año, no limitándose únicamente a los periodos

correspondientes a los cierres anuales o semestrales.

Esta característica se ve reforzada con el uso de una aplicación informática específica desarrollada internamente por el Grupo, que permite realizar el seguimiento del estado de los controles en todo momento.

Otra característica importante del modelo es que extiende la cultura de control interno sobre todas las organizaciones, tanto corporativas como de negocio, que contribuyen de manera relevante a la generación de información financiera, mediante la asignación personal de la responsabilidad en la ejecución y documentación de controles.

Toda la documentación relevante relativa al SCIIF de Iberdrola, tanto del proceso de certificación como del control interno propiamente dicho, reside en la aplicación informática antes citada.

Las personas responsables de ejecutar los controles incorporan en la aplicación informática las evidencias que prueban la realización de los mismos, y evalúan los resultados obtenidos, calificándolos como satisfactorios o no satisfactorios. Ello permite que la monitorización de la situación del control interno se realice en tiempo real, permitiendo actuar rápidamente sobre las deficiencias detectadas.

Adicionalmente, con carácter anual, los distintos responsables de control en las sociedades subholding y cabecera de los negocios, así como los responsables de las áreas corporativas, realizan una revisión del diseño y operación del SCIIF, como proceso sistemático de actualización del mismo a las circunstancias cambiantes de la actividad empresarial.

La revisión anual es coordinada por la Dirección de Control Interno, que también se encarga de administrar la aplicación informática y de coordinar el desarrollo del SCIIF en los distintos negocios y áreas corporativas del Grupo.

Por otra parte, la Dirección del Área de Auditoría Interna, como responsable de la supervisión del control interno en apoyo de la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo, realiza una revisión independiente del diseño y operación del SCIIF, identificando deficiencias y elaborando recomendaciones de mejora. Dicha revisión se realiza conforme a una política establecida de rotación entre los diferentes ciclos existentes dentro del modelo en un periodo de tres años.

Adicionalmente, con periodicidad semestral, la Dirección del Área de Auditoría Interna realiza una revisión independiente sobre la efectividad de los controles internos establecidos para garantizar la fiabilidad de la información financiera. Igualmente, con carácter semestral, también revisa el proceso de certificación de la información financiera. Las conclusiones de estas revisiones son presentadas a la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo, que, en su caso, las asume y traslada al Consejo de Administración.

El alcance actual del SCIIF abarca, en base a criterios de materialidad, todo el Grupo Iberdrola. Más de 1000 personas del Grupo utilizan la aplicación informática, tanto para documentar las evidencias que demuestran la ejecución de más de 2.300 controles —que mitigan o gestionan más de 900 riesgos de error en la información financiera considerados prioritarios— como para monitorizar, analizar, adecuar y evaluar el SCIIF.

Asimismo, los aproximadamente 70 responsables que participan en el proceso de certificación de la corrección de la información bajo su responsabilidad, lo hacen mediante firma electrónica directamente sobre la aplicación informática.

Todo ello permite que el resultado final del proceso de certificación, que se apoya en la situación del control interno propiamente dicho, se revise en el Consejo de Administración de Iberdrola como una de las garantías relevantes de fiabilidad en relación con la formulación de la información financiera anual e intermedia del Grupo.

## 1.92 F.7. Informe del auditor externo

### Informe de:

- 1.92.1 F.7.1. Si la información del SCIIF remitida a los mercados ha sido sometida a revisión por el auditor externo, en cuyo caso la entidad debería incluir el informe correspondiente como anexo. En caso contrario, debería informar de sus motivos.

La información del SCIIF remitida a los mercados no ha sido sometida a revisión por el auditor externo por coherencia con el hecho de que el resto de la información contenida en el Informe anual de gobierno

corporativo solo se somete a revisión por el auditor externo en relación con la información contable contenida en dicho Informe. Por otra parte, se considera que revisar externamente la información del SCIF remitida a los mercados sería en cierto modo redundante con la revisión del control interno que el auditor externo debe realizar, según las normas técnicas de auditoría, en el contexto de la auditoría de cuentas.



**G. GRADO DE SEGUIMIENTO DE LAS RECOMENDACIONES DE GOBIERNO CORPORATIVO**

Indique el grado de seguimiento de la sociedad respecto de las recomendaciones del Código de buen gobierno de las sociedades cotizadas.

En el caso de que alguna recomendación no se siga o se siga parcialmente, se deberá incluir una explicación detallada de sus motivos de manera que los accionistas, los inversores y el mercado en general, cuenten con información suficiente para valorar el proceder de la sociedad. No serán aceptables explicaciones de carácter general.

1. **Que los estatutos de las sociedades cotizadas no limiten el número máximo de votos que pueda emitir un mismo accionista, ni contengan otras restricciones que dificulten la toma de control de la sociedad mediante la adquisición de sus acciones en el mercado.**

Cumple  Explique

El artículo 29.2 de los Estatutos Sociales dispone que “Ningún accionista podrá emitir un número de votos superior a los que correspondan a acciones que representen un porcentaje del diez por ciento (10 %) del capital social, aun cuando el número de acciones que posea exceda de dicho porcentaje de capital social. Esta limitación no afecta a los votos correspondientes a las acciones respecto de las cuales un accionista ostenta la representación como consecuencia de lo previsto en el artículo 23 anterior, si bien, en relación con el número de votos correspondientes a las acciones de cada accionista representado, será también de aplicación la limitación antes establecida”.

El apartado 3 siguiente de dicho artículo añade “La limitación establecida en el apartado anterior será también de aplicación al número de votos que, como máximo, podrán emitir, sea conjuntamente, sea por separado, dos o más entidades o sociedades accionistas pertenecientes a un mismo grupo. Dicha limitación será igualmente aplicable al número de votos que podrán emitir, sea conjuntamente o por separado, una persona física y la entidad, entidades o sociedades controladas por dicha persona física. Se entenderá que existe grupo cuando concurren las circunstancias establecidas en la ley y, asimismo, cuando una persona controle una o varias entidades o sociedades”.

Iberdrola considera que la limitación del número máximo de votos que puede emitir un accionista, o varios pertenecientes a un mismo grupo o que, en su caso, actúen de forma concertada, es una medida de tutela de los muchos accionistas minoritarios, que ven así protegida su inversión frente a eventuales operaciones contrarias al interés social de Iberdrola. En este sentido, debe destacarse que aproximadamente la cuarta parte del capital de Iberdrola está en manos de inversores particulares que, por tanto, tienen una escasa capacidad de maniobra y respuesta frente a un eventual accionista con una participación que, sin ser mayoritaria y sin llegar al umbral de OPA, pretenda ejercer una influencia y cuyo interés no esté completamente alineado con el interés social.

Por otra parte, debe destacarse que dicha limitación de voto permanece vigente desde el 16 de junio de 1990, fecha de celebración de la Junta General de Accionistas en la que se acordó, por unanimidad de los asistentes, adaptar los Estatutos Sociales de la Sociedad (entonces denominada Iberduero, S.A.) al texto refundido de la Ley de Sociedades Anónimas aprobado por el Real Decreto Legislativo 1564/1989, de 22 de diciembre. Ello evidencia el grado de consenso social existente desde un principio en torno a dicha limitación de voto, que se ha visto reafirmado al mantenerse inalterada en sucesivas reformas estatutarias abordadas por la Junta General de Accionistas. A su vez, es también indicio de la voluntad de los accionistas de incrementar su poder de negociación en caso de ofertas u operaciones no pactadas.

En cualquier caso, los vigentes Estatutos Sociales recogen en su artículo 50 los supuestos de remoción de dicha limitación de voto en caso de que la Sociedad sea objeto de una oferta pública de adquisición que concite el suficiente consenso social, siendo de aplicación preferente las previsiones del artículo 527 de la Ley de Sociedades de Capital. En virtud de lo expuesto, no se puede considerar que la limitación al número máximo de votos que puede emitir un accionista constituya una barrera para impedir una oferta pública de adquisición.

2. **Que cuando coticen la sociedad matriz y una sociedad dependiente ambas definan públicamente con precisión:**

- a) **Las respectivas áreas de actividad y eventuales relaciones de negocio entre ellas, así como las de la sociedad dependiente cotizada con las demás empresas del grupo.**
- b) **Los mecanismos previstos para resolver los eventuales conflictos de interés que puedan presentarse.**

Cumple  Cumple parcialmente  Explique  No aplicable

3. Que durante la celebración de la junta general ordinaria, como complemento de la difusión por escrito del informe anual de gobierno corporativo, el presidente del consejo de administración informe verbalmente a los accionistas, con suficiente detalle, de los aspectos más relevantes del gobierno corporativo de la sociedad y, en particular:

a) De los cambios acaecidos desde la anterior junta general ordinaria.

b) De los motivos concretos por los que la compañía no sigue alguna de las recomendaciones del Código de Gobierno Corporativo y, si existieran, de las reglas alternativas que aplique en esa materia.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

Iberdrola es una empresa muy proactiva en el contacto directo con sus accionistas.

Como se da cuenta en la Memoria de involucración, el contacto se extiende durante todo el ejercicio, más allá del día de la celebración de la Junta General de Accionistas. En este sentido, la comunicación es bilateral y con todo tipo de accionistas, institucionales y particulares, nacionales y extranjeros. En la Memoria de involucración se recogen los diferentes canales que se emplean a estos efectos.

En dichos encuentros se da cuenta con detalle de prácticas y novedades de Iberdrola. También del nivel de cumplimiento del Código de buen gobierno de las sociedades cotizadas.

El discurso del presidente en la Junta General de Accionistas 2016 abordó muy diversos temas; también el gobierno corporativo de la Sociedad. Se hizo una referencia general al nivel de cumplimiento del Código de buen gobierno de las sociedades cotizadas, con especial hincapié en la explicación del incumplimiento de la recomendación número 1, al tratarse de un elemento clave de la estrategia de gobierno corporativo de la Sociedad.

4. Que la sociedad defina y promueva una política de comunicación y contactos con accionistas, inversores institucionales y asesores de voto que sea plenamente respetuosa con las normas contra el abuso de mercado y dé un trato semejante a los accionistas que se encuentren en la misma posición.

Y que la sociedad haga pública dicha política a través de su página web, incluyendo información relativa a la forma en que la misma se ha puesto en práctica e identificando a los interlocutores o responsables de llevarla a cabo.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

5. Que el consejo de administración no eleve a la junta general una propuesta de delegación de facultades, para emitir acciones o valores convertibles con exclusión del derecho de suscripción preferente, por un importe superior al 20% del capital en el momento de la delegación.

Y que cuando el consejo de administración apruebe cualquier emisión de acciones o de valores convertibles con exclusión del derecho de suscripción preferente, la sociedad publique inmediatamente en su página web los informes sobre dicha exclusión a los que hace referencia la legislación mercantil.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

6. Que las sociedades cotizadas que elaboren los informes que se citan a continuación, ya sea de forma preceptiva o voluntaria, los publiquen en su página web con antelación suficiente a la celebración de la junta general ordinaria, aunque su difusión no sea obligatoria:

- a) Informe sobre la independencia del auditor.
- b) Informes de funcionamiento de las comisiones de auditoría y de nombramientos y retribuciones.
- c) Informe de la comisión de auditoría sobre operaciones vinculadas.
- d) Informe sobre la política de responsabilidad social corporativa.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

7. Que la sociedad transmita en directo, a través de su página web, la celebración de las juntas generales de accionistas.

Cumple  Explique

8. Que la comisión de auditoría vele porque el consejo de administración procure presentar las cuentas a la junta general de accionistas sin limitaciones ni salvedades en el informe de auditoría y que, en los supuestos excepcionales en que existan salvedades, tanto el presidente de la comisión de auditoría como los auditores expliquen con claridad a los accionistas el contenido y alcance de dichas limitaciones o salvedades.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

9. Que la sociedad haga públicos en su página web, de manera permanente, los requisitos y procedimientos que aceptará para acreditar la titularidad de acciones, el derecho de asistencia a la junta general de accionistas y el ejercicio o delegación del derecho de voto.

Y que tales requisitos y procedimientos favorezcan la asistencia y el ejercicio de sus derechos a los accionistas y se apliquen de forma no discriminatoria.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

10. Que cuando algún accionista legitimado haya ejercitado, con anterioridad a la celebración de la junta general de accionistas, el derecho a completar el orden del día o a presentar nuevas propuestas de acuerdo, la sociedad:

- a) Difunda de inmediato tales puntos complementarios y nuevas propuestas de acuerdo.
- b) Haga público el modelo de tarjeta de asistencia o formulario de delegación de voto o voto a distancia con las modificaciones precisas para que puedan votarse los nuevos puntos del orden del día y propuestas alternativas de acuerdo en los mismos términos que los propuestos por el consejo de administración.
- c) Someta todos esos puntos o propuestas alternativas a votación y les aplique las mismas reglas de voto que a las formuladas por el consejo de administración, incluidas, en particular, las presunciones o deducciones sobre el sentido del voto.
- d) Con posterioridad a la junta general de accionistas, comunique el desglose del voto sobre tales puntos complementarios o propuestas alternativas.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique  No aplicable

11. Que, en el caso de que la sociedad tenga previsto pagar primas de asistencia a la junta general de accionistas, establezca, con anterioridad, una política general sobre tales primas y que dicha política sea estable.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique  No aplicable

12. Que el consejo de administración desempeñe sus funciones con unidad de propósito e independencia de criterio, dispense el mismo trato a todos los accionistas que se hallen en la misma posición y se guíe por el interés social, entendido como la consecución de un negocio rentable y sostenible a largo plazo, que promueva su continuidad y la maximización del valor económico de la empresa.

Y que en la búsqueda del interés social, además del respeto de las leyes y reglamentos y de un comportamiento basado en la buena fe, la ética y el respeto a los usos y a las buenas prácticas comúnmente aceptadas, procure conciliar el propio interés social con, según corresponda, los legítimos intereses de sus empleados, sus proveedores, sus clientes y los de los restantes grupos de interés que puedan verse afectados, así como el impacto de las actividades de la compañía en la comunidad en su conjunto y en el medio ambiente.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

13. Que el consejo de administración posea la dimensión precisa para lograr un funcionamiento eficaz y participativo, lo que hace aconsejable que tenga entre cinco y quince miembros.

Cumple  Explique

14. Que el consejo de administración apruebe una política de selección de consejeros que:

- a) Sea concreta y verificable.
- b) Asegure que las propuestas de nombramiento o reelección se fundamenten en un análisis previo de las necesidades del consejo de administración.
- c) Favorezca la diversidad de conocimientos, experiencias y género.

Que el resultado del análisis previo de las necesidades del consejo de administración se recoja en el informe justificativo de la comisión de nombramientos que se publique al convocar la junta general de accionistas a la que se someta la ratificación, el nombramiento o la reelección de cada consejero.

Y que la política de selección de consejeros promueva el objetivo de que en el año 2020 el número de consejeras represente, al menos, el 30% del total de miembros del consejo de administración.

La comisión de nombramiento verificará anualmente el cumplimiento de la política de selección de consejeros y se informará de ello en el informe anual de gobierno corporativo.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

15. Que los consejeros dominicales e independientes constituyan una amplia mayoría del consejo de administración y que el número de consejeros ejecutivos sea el mínimo necesario, teniendo en cuenta la complejidad del grupo societario y el porcentaje de participación de los consejeros ejecutivos en el capital de la sociedad.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

16. Que el porcentaje de consejeros dominicales sobre el total de consejeros no ejecutivos no sea mayor que la proporción existente entre el capital de la sociedad representado por dichos consejeros y el resto del capital.

Este criterio podrá atenuarse:

- a) En sociedades de elevada capitalización en las que sean escasas las participaciones accionariales que tengan legalmente la consideración de significativas.
- b) Cuando se trate de sociedades en las que exista una pluralidad de accionistas representados en el consejo de administración y no tengan vínculos entre sí.

Cumple  Explique

17. Que el número de consejeros independientes represente, al menos, la mitad del total de consejeros.

Que, sin embargo, cuando la sociedad no sea de elevada capitalización o cuando, aun siéndolo, cuente con un accionista o varios actuando concertadamente, que controlen más del 30% del capital social, el número de consejeros independientes represente, al menos, un tercio del total de consejeros.

Cumple  Explique

18. Que las sociedades hagan pública a través de su página web, y mantengan actualizada, la siguiente información sobre sus consejeros:

- a) Perfil profesional y biográfico.
- b) Otros consejos de administración a los que pertenezcan, se trate o no de sociedades cotizadas, así como sobre las demás actividades retribuidas que realice cualquiera que sea su naturaleza.
- c) Indicación de la categoría de consejero a la que pertenezcan, señalándose, en el caso de consejeros dominicales, el accionista al que representen o con quien tengan vínculos.
- d) Fecha de su primer nombramiento como consejero en la sociedad, así como de las posteriores reelecciones.
- e) Acciones de la compañía, y opciones sobre ellas, de las que sean titulares.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

19. Que en el informe anual de gobierno corporativo, previa verificación por la comisión de nombramientos, se expliquen las razones por las cuales se hayan nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial sea inferior al 3% del capital; y se expongan las razones por las que no se hubieran atendido, en su caso, peticiones

formales de presencia en el consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial sea igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique  No aplicable

20. Que los consejeros dominicales presenten su dimisión cuando el accionista a quien representen transmita íntegramente su participación accionarial. Y que también lo hagan, en el número que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus consejeros dominicales.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique  No aplicable

21. Que el consejo de administración no proponga la separación de ningún consejero independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concurra justa causa, apreciada por el consejo de administración previo informe de la comisión de nombramientos. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el consejero pase a ocupar nuevos cargos o contraiga nuevas obligaciones que le impidan dedicar el tiempo necesario al desempeño de las funciones propias del cargo de consejero, incumpla los deberes inherentes a su cargo o incurra en algunas de las circunstancias que le hagan perder su condición de independiente, de acuerdo con lo establecido en la legislación aplicable.

También podrá proponerse la separación de consejeros independientes como consecuencia de ofertas públicas de adquisición, fusiones u otras operaciones corporativas similares que supongan un cambio en la estructura de capital de la sociedad, cuando tales cambios en la estructura del consejo de administración vengan propiciados por el criterio de proporcionalidad señalado en la recomendación 16.

Cumple  Explique

22. Que las sociedades establezcan reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad y, en particular, les obliguen a informar al consejo de administración de las causas penales en las que aparezcan como imputados, así como de sus posteriores vicisitudes procesales.

Y que si un consejero resultara procesado o se dictara contra él auto de apertura de juicio oral por alguno de los delitos señalados en la legislación societaria, el consejo de administración examine el caso tan pronto como sea posible y, a la vista de sus circunstancias concretas, decida si procede o no que el consejero continúe en su cargo. Y que de todo ello el consejo de administración dé cuenta, de forma razonada, en el informe anual de gobierno corporativo.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

23. Que todos los consejeros expresen claramente su oposición cuando consideren que alguna propuesta de decisión sometida al consejo de administración puede ser contraria al interés social. Y que otro tanto hagan, de forma especial, los independientes y demás consejeros a quienes no afecte el potencial conflicto de intereses, cuando se trate de decisiones que puedan perjudicar a los accionistas no representados en el consejo de administración.

Y que cuando el consejo de administración adopte decisiones significativas o reiteradas sobre las que el consejero hubiera formulado serias reservas, este saque las conclusiones que

procedan y, si optara por dimitir, explique las razones en la carta a que se refiere la recomendación siguiente.

Esta recomendación alcanza también al secretario del consejo de administración, aunque no tenga la condición de consejero.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique  No aplicable

24. Que cuando, ya sea por dimisión o por otro motivo, un consejero cese en su cargo antes del término de su mandato, explique las razones en una carta que remitirá a todos los miembros del consejo de administración. Y que, sin perjuicio de que dicho cese se comunique como hecho relevante, del motivo del cese se dé cuenta en el informe anual de gobierno corporativo.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique  No aplicable

25. Que la comisión de nombramientos se asegure de que los consejeros no ejecutivos tienen suficiente disponibilidad de tiempo para el correcto desarrollo de sus funciones.

Y que el reglamento del consejo establezca el número máximo de consejos de sociedades de los que pueden formar parte sus consejeros.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

26. Que el consejo de administración se reúna con la frecuencia precisa para desempeñar con eficacia sus funciones y, al menos, ocho veces al año, siguiendo el programa de fechas y asuntos que establezca al inicio del ejercicio, pudiendo cada consejero individualmente proponer otros puntos del orden del día inicialmente no previstos.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

27. Que las inasistencias de los consejeros se reduzcan a los casos indispensables y se cuantifiquen en el informe anual de gobierno corporativo. Y que, cuando deban producirse, se otorgue representación con instrucciones.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

28. Que cuando los consejeros o el secretario manifiesten preocupación sobre alguna propuesta o, en el caso de los consejeros, sobre la marcha de la sociedad y tales preocupaciones no queden resueltas en el consejo de administración, a petición de quien las hubiera manifestado, se deje constancia de ellas en el acta.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique  No aplicable

29. Que la sociedad establezca los cauces adecuados para que los consejeros puedan obtener el asesoramiento preciso para el cumplimiento de sus funciones incluyendo, si así lo exigieran las circunstancias, asesoramiento externo con cargo a la empresa.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

30. Que, con independencia de los conocimientos que se exijan a los consejeros para el ejercicio de sus funciones, las sociedades ofrezcan también a los consejeros programas de actualización de conocimientos cuando las circunstancias lo aconsejen.

Cumple  Explique  No aplicable

31. Que el orden del día de las sesiones indique con claridad aquellos puntos sobre los que el consejo de administración deberá adoptar una decisión o acuerdo para que los consejeros puedan estudiar o recabar, con carácter previo, la información precisa para su adopción.

Cuando, excepcionalmente, por razones de urgencia, el presidente quiera someter a la aprobación del consejo de administración decisiones o acuerdos que no figuraran en el orden del día, será preciso el consentimiento previo y expreso de la mayoría de los consejeros presentes, del que se dejará debida constancia en el acta.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

32. Que los consejeros sean periódicamente informados de los movimientos en el accionariado y de la opinión que los accionistas significativos, los inversores y las agencias de calificación tengan sobre la sociedad y su grupo.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

33. Que el presidente, como responsable del eficaz funcionamiento del consejo de administración, además de ejercer las funciones que tiene legal y estatutariamente atribuidas, prepare y someta al consejo de administración un programa de fechas y asuntos a tratar; organice y coordine la evaluación periódica del consejo, así como, en su caso, la del primer ejecutivo de la sociedad; sea responsable de la dirección del consejo y de la efectividad de su funcionamiento; se asegure de que se dedica suficiente tiempo de discusión a las cuestiones estratégicas, y acuerde y revise los programas de actualización de conocimientos para cada consejero, cuando las circunstancias lo aconsejen.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

34. Que cuando exista un consejero coordinador, los estatutos o el reglamento del consejo de administración, además de las facultades que le corresponden legalmente, le atribuya las siguientes: presidir el consejo de administración en ausencia del presidente y de los vicepresidentes, en caso de existir; hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros no ejecutivos; mantener contactos con inversores y accionistas para conocer sus puntos de vista a efectos de formarse una opinión sobre sus preocupaciones, en particular, en relación con el gobierno corporativo de la sociedad; y coordinar el plan de sucesión del presidente.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique  No aplicable

35. Que el secretario del consejo de administración vele de forma especial para que en sus actuaciones y decisiones el consejo de administración tenga presentes las recomendaciones sobre buen gobierno contenidas en este Código de buen gobierno que fueran aplicables a la sociedad.

Cumple  Explique



36. Que el consejo de administración en pleno evalúe una vez al año y adopte, en su caso, un plan de acción que corrija las deficiencias detectadas respecto de:
- a) La calidad y eficiencia del funcionamiento del consejo de administración.
  - b) El funcionamiento y la composición de sus comisiones.
  - c) La diversidad en la composición y competencias del consejo de administración.
  - d) El desempeño del presidente del consejo de administración y del primer ejecutivo de la sociedad.
  - e) El desempeño y la aportación de cada consejero, prestando especial atención a los responsables de las distintas comisiones del consejo.

Para la realización de la evaluación de las distintas comisiones se partirá del informe que estas eleven al consejo de administración, y para la de este último, del que le eleve la comisión de nombramientos.

Cada tres años, el consejo de administración será auxiliado para la realización de la evaluación por un consultor externo, cuya independencia será verificada por la comisión de nombramientos.

Las relaciones de negocio que el consultor o cualquier sociedad de su grupo mantengan con la sociedad o cualquier sociedad de su grupo deberán ser desglosadas en el informe anual de gobierno corporativo.

El proceso y las áreas evaluadas serán objeto de descripción en el informe anual de gobierno corporativo.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

37. Que cuando exista una comisión ejecutiva, la estructura de participación de las diferentes categorías de consejeros sea similar a la del propio consejo de administración y su secretario sea el de este último.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique  No aplicable

38. Que el consejo de administración tenga siempre conocimiento de los asuntos tratados y de las decisiones adoptadas por la comisión ejecutiva y que todos los miembros del consejo de administración reciban copia de las actas de las sesiones de la comisión ejecutiva.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique  No aplicable

39. Que los miembros de la comisión de auditoría, y de forma especial su presidente, se designen teniendo en cuenta sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos, y que la mayoría de dichos miembros sean consejeros independientes.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

40. Que bajo la supervisión de la comisión de auditoría, se disponga de una unidad que asuma la función de auditoría interna que vele por el buen funcionamiento de los sistemas de

información y control interno y que funcionalmente dependa del presidente no ejecutivo del consejo o del de la comisión de auditoría.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

41. Que el responsable de la unidad que asuma la función de auditoría interna presente a la comisión de auditoría su plan anual de trabajo, informe directamente de las incidencias que se presenten en su desarrollo y someta al final de cada ejercicio un informe de actividades.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique  No aplicable

42. Que, además de las previstas en la ley, correspondan a la comisión de auditoría las siguientes funciones:

1. En relación con los sistemas de información y control interno:

- a) Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la sociedad y, en su caso, al grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables.
- b) Velar por la independencia de la unidad que asume la función de auditoría interna; proponer la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna; proponer el presupuesto de ese servicio; aprobar la orientación y sus planes de trabajo, asegurándose de que su actividad esté enfocada principalmente hacia los riesgos relevantes de la sociedad; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tenga en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes.
- c) Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si resulta posible y se considera apropiado, anónima, las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa.

2. En relación con el auditor externo:

- a) En caso de renuncia del auditor externo, examinar las circunstancias que la hubieran motivado.
- b) Velar que la retribución del auditor externo por su trabajo no comprometa su calidad ni su independencia.
- c) Supervisar que la sociedad comunique como hecho relevante a la CNMV el cambio de auditor y lo acompañe de una declaración sobre la eventual existencia de desacuerdos con el auditor saliente y, si hubieran existido, de su contenido.
- d) Asegurar que el auditor externo mantenga anualmente una reunión con el pleno del consejo de administración para informarle sobre el trabajo realizado y sobre la evolución de la situación contable y de riesgos de la sociedad.
- e) Asegurar que la sociedad y el auditor externo respetan las normas vigentes sobre prestación de servicios distintos a los de auditoría, los límites a la concentración del negocio del auditor y, en general, las demás normas sobre independencia de los auditores.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

**43. Que la comisión de auditoría pueda convocar a cualquier empleado o directivo de la sociedad, e incluso disponer que comparezcan sin presencia de ningún otro directivo.**

Cumple  Explique

**44. Que la comisión de auditoría sea informada sobre las operaciones de modificaciones estructurales y corporativas que proyecte realizar la sociedad para su análisis e informe previo al consejo de administración sobre sus condiciones económicas y su impacto contable y, en especial, en su caso, sobre la ecuación de canje propuesta.**

Cumple  Cumple parcialmente  Explique  No aplicable

**45. Que la política de control y gestión de riesgos identifique al menos:**

- a) Los distintos tipos de riesgo, financieros y no financieros (entre otros los operativos, tecnológicos, legales, sociales, medio ambientales, políticos y reputacionales) a los que se enfrenta la sociedad, incluyendo entre los financieros o económicos, los pasivos contingentes y otros riesgos fuera de balance.
- b) La fijación del nivel de riesgo que la sociedad considere aceptable.
- c) Las medidas previstas para mitigar el impacto de los riesgos identificados, en caso de que llegaran a materializarse.
- d) Los sistemas de información y control interno que se utilizarán para controlar y gestionar los citados riesgos, incluidos los pasivos contingentes o riesgos fuera de balance.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

**46. Que bajo la supervisión directa de la comisión de auditoría o, en su caso, de una comisión especializada del consejo de administración, exista una función interna de control y gestión de riesgos ejercida por una unidad o departamento interno de la sociedad que tenga atribuidas expresamente las siguientes funciones:**

- a) Asegurar el buen funcionamiento de los sistemas de control y gestión de riesgos y, en particular, que se identifican, gestionan, y cuantifican adecuadamente todos los riesgos importantes que afecten a la sociedad.
- b) Participar activamente en la elaboración de la estrategia de riesgos y en las decisiones importantes sobre su gestión.
- c) Velar por que los sistemas de control y gestión de riesgos mitiguen los riesgos adecuadamente en el marco de la política definida por el consejo de administración.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

**47. Que los miembros de la comisión de nombramientos y de retribuciones –o de la comisión de nombramientos y la comisión de retribuciones, si estuvieren separadas– se designen procurando que tengan los conocimientos, aptitudes y experiencia adecuados a las funciones**

que estén llamados a desempeñar y que la mayoría de dichos miembros sean consejeros independientes.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

48. Que las sociedades de elevada capitalización cuenten con una comisión de nombramientos y con una comisión de remuneraciones separadas.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

49. Que la comisión de nombramientos consulte al presidente del consejo de administración y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos.

Y que cualquier consejero pueda solicitar de la comisión de nombramientos que tome en consideración, por si los encuentra idóneos a su juicio, potenciales candidatos para cubrir vacantes de consejero.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

50. Que la comisión de retribuciones ejerza sus funciones con independencia y que, además de las funciones que le atribuya la ley, le correspondan las siguientes:

- a) Proponer al consejo de administración las condiciones básicas de los contratos de los altos directivos.
- b) Comprobar la observancia de la política retributiva establecida por la sociedad.
- c) Revisar periódicamente la política de remuneraciones aplicada a los consejeros y altos directivos, incluidos los sistemas retributivos con acciones y su aplicación, así como garantizar que su remuneración individual sea proporcionada a la que se pague a los demás consejeros y altos directivos de la sociedad.
- d) Velar por que los eventuales conflictos de intereses no perjudiquen la independencia del asesoramiento externo prestado a la comisión.
- e) Verificar la información sobre remuneraciones de los consejeros y altos directivos contenida en los distintos documentos corporativos, incluido el informe anual sobre remuneraciones de los consejeros.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

51. Que la comisión de retribuciones consulte al presidente y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos y altos directivos.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

52. Que las reglas de composición y funcionamiento de las comisiones de supervisión y control figuren en el reglamento del consejo de administración y que sean consistentes con las aplicables a las comisiones legalmente obligatorias conforme a las recomendaciones anteriores, incluyendo:

- a) Que estén compuestas exclusivamente por consejeros no ejecutivos, con mayoría de consejeros independientes.
- b) Que sus presidentes sean consejeros independientes.
- c) Que el consejo de administración designe a los miembros de estas comisiones teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los consejeros y los cometidos de cada comisión, delibere sobre sus propuestas e informes; y que rinda cuentas, en el primer pleno del consejo de administración posterior a sus reuniones, de su actividad y que respondan del trabajo realizado.
- d) Que las comisiones puedan recabar asesoramiento externo, cuando lo consideren necesario para el desempeño de sus funciones.
- e) Que de sus reuniones se levante acta, que se pondrá a disposición de todos los consejeros.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique  No aplicable

53. Que la supervisión del cumplimiento de las reglas de gobierno corporativo, de los códigos internos de conducta y de la política de responsabilidad social corporativa se atribuya a una o se reparta entre varias comisiones del consejo de administración que podrán ser la comisión de auditoría, la de nombramientos, la comisión de responsabilidad social corporativa, en caso de existir, o una comisión especializada que el consejo de administración, en ejercicio de sus facultades de autoorganización, decida crear al efecto, a las que específicamente se les atribuyan las siguientes funciones mínimas:

- a) La supervisión del cumplimiento de los códigos internos de conducta y de las reglas de gobierno corporativo de la sociedad.
- b) La supervisión de la estrategia de comunicación y relación con accionistas e inversores, incluyendo los pequeños y medianos accionistas.
- c) La evaluación periódica de la adecuación del sistema de gobierno corporativo de la sociedad, con el fin de que cumpla su misión de promover el interés social y tenga en cuenta, según corresponda, los legítimos intereses de los restantes grupos de interés.
- d) La revisión de la política de responsabilidad corporativa de la sociedad, velando por que esté orientada a la creación de valor.
- e) El seguimiento de la estrategia y prácticas de responsabilidad social corporativa y la evaluación de su grado de cumplimiento.
- f) La supervisión y evaluación de los procesos de relación con los distintos grupos de interés.
- g) La evaluación de todo lo relativo a los riesgos no financieros de la empresa – incluyendo los operativos, tecnológicos, legales, sociales, medio ambientales, políticos y reputacionales.
- h) La coordinación del proceso de reporte de la información no financiera y sobre diversidad, conforme a la normativa aplicable y a los estándares internacionales de referencia.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

54. Que la política de responsabilidad social corporativa incluya los principios o compromisos que la empresa asuma voluntariamente en su relación con los distintos grupos de interés e identifique al menos:

- a) Los objetivos de la política de responsabilidad social corporativa y el desarrollo de instrumentos de apoyo.
- b) La estrategia corporativa relacionada con la sostenibilidad, el medio ambiente y las cuestiones sociales.
- c) Las prácticas concretas en cuestiones relacionadas con: accionistas, empleados, clientes, proveedores, cuestiones sociales, medio ambiente, diversidad, responsabilidad fiscal, respeto de los derechos humanos y prevención de conductas ilegales.
- d) Los métodos o sistemas de seguimiento de los resultados de la aplicación de las prácticas concretas señaladas en la letra anterior, los riesgos asociados y su gestión.
- e) Los mecanismos de supervisión del riesgo no financiero, la ética y la conducta empresarial.
- f) Los canales de comunicación, participación y diálogo con los grupos de interés.
- g) Las prácticas de comunicación responsable que eviten la manipulación informativa y protejan la integridad y el honor.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

55. Que la sociedad informe, en un documento separado o en el informe de gestión, sobre los asuntos relacionados con la responsabilidad social corporativa, utilizando para ello alguna de las metodologías aceptadas internacionalmente.

Cumple  Explique

56. Que la remuneración de los consejeros sea la necesaria para atraer y retener a los consejeros del perfil deseado y para retribuir la dedicación, cualificación y responsabilidad que el cargo exija, pero no tan elevada como para comprometer la independencia de criterio de los consejeros no ejecutivos.

Cumple  Explique

57. Que se circunscriban a los consejeros ejecutivos las remuneraciones variables ligadas al rendimiento de la sociedad y al desempeño personal, así como la remuneración mediante entrega de acciones, opciones o derechos sobre acciones o instrumentos referenciados al valor de la acción y los sistemas de ahorro a largo plazo tales como planes de pensiones, sistemas de jubilación u otros sistemas de previsión social.

Se podrá contemplar la entrega de acciones como remuneración a los consejeros no ejecutivos cuando se condicione a que las mantengan hasta su cese como consejeros. Lo anterior no será de aplicación a las acciones que el consejero necesite enajenar, en su caso, para satisfacer los costes relacionados con su adquisición.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique

58. Que en caso de remuneraciones variables, las políticas retributivas incorporen los límites y las cautelas técnicas precisas para asegurar que tales remuneraciones guardan relación con el rendimiento profesional de sus beneficiarios y no derivan solamente de la evolución general de los mercados o del sector de actividad de la compañía o de otras circunstancias similares.

Y, en particular, que los componentes variables de las remuneraciones:

- a) Estén vinculados a criterios de rendimiento que sean predeterminados y medibles y que dichos criterios consideren el riesgo asumido para la obtención de un resultado.
- b) Promuevan la sostenibilidad de la empresa e incluyan criterios no financieros que sean adecuados para la creación de valor a largo plazo, como el cumplimiento de las reglas y los procedimientos internos de la sociedad y de sus políticas para el control y gestión de riesgos.
- c) Se configuren sobre la base de un equilibrio entre el cumplimiento de objetivos a corto, medio y largo plazo, que permitan remunerar el rendimiento por un desempeño continuado durante un período de tiempo suficiente para apreciar su contribución a la creación sostenible de valor, de forma que los elementos de medida de ese rendimiento no giren únicamente en torno a hechos puntuales, ocasionales o extraordinarios.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique  No aplicable

59. Que el pago de una parte relevante de los componentes variables de la remuneración se difiera por un período de tiempo mínimo suficiente para comprobar que se han cumplido las condiciones de rendimiento previamente establecidas.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique  No aplicable

60. Que las remuneraciones relacionadas con los resultados de la sociedad tomen en cuenta las eventuales salvedades que consten en el informe del auditor externo y minoren dichos resultados.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique  No aplicable

61. Que un porcentaje relevante de la remuneración variable de los consejeros ejecutivos esté vinculado a la entrega de acciones o de instrumentos financieros referenciados a su valor.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique  No aplicable

62. Que una vez atribuidas las acciones o las opciones o derechos sobre acciones correspondientes a los sistemas retributivos, los consejeros no puedan transferir la propiedad de un número de acciones equivalente a dos veces su remuneración fija anual, ni puedan ejercer las opciones o derechos hasta transcurrido un plazo de, al menos, tres años desde su atribución.

Lo anterior no será de aplicación a las acciones que el consejero necesite enajenar, en su caso, para satisfacer los costes relacionados con su adquisición.

Cumple  Cumple parcialmente  Explique  No aplicable

63. Que los acuerdos contractuales incluyan una cláusula que permita a la sociedad reclamar el reembolso de los componentes variables de la remuneración cuando el pago no haya estado

**ajustado a las condiciones de rendimiento o cuando se hayan abonado atendiendo a datos cuya inexactitud quede acreditada con posterioridad.**

Cumple  Cumple parcialmente  Explique  No aplicable

**64. Que los pagos por resolución del contrato no superen un importe establecido equivalente a dos años de la retribución total anual y que no se abonen hasta que la sociedad haya podido comprobar que el consejero ha cumplido con los criterios de rendimiento previamente establecidos.**

Cumple  Cumple parcialmente  Explique  No aplicable

Los contratos con consejeros ejecutivos y altos directivos suscritos a partir del año 2011 prevén una indemnización por resolución contractual equivalente, como máximo, a dos anualidades para el caso de extinción de su relación con la Sociedad, siempre que la terminación no sea consecuencia de un incumplimiento que les sea imputable ni se deba a su exclusiva voluntad.

Por otra parte, hace 16 años la Sociedad incluyó cláusulas de garantía de hasta cinco años en los contratos con sus directivos clave. Posteriormente, en el año 2001, cuando el actual presidente y consejero delegado se incorporó a Iberdrola se le aplicó el tratamiento vigente para dichos directivos con objeto de conseguir un grado de fidelidad eficaz y suficiente. En el caso del presidente y consejero delegado en la actualidad le corresponderían tres anualidades.

El Consejo de Administración ha analizado esta situación cuyo tratamiento es, necesariamente, colectivo. La eventual reducción del número de anualidades de indemnización supondría un elevado coste para la Sociedad, por lo que el Consejo de Administración considera que lo más conveniente es no modificar el actual statu quo. Cualquier propuesta de reducción del número de anualidades de indemnización tendría un coste superior para la Sociedad puesto que, habida cuenta de la edad media del colectivo afectado y la escasa probabilidad de ejecución de las garantías, de forma gradual y por el mero paso del tiempo el volumen de la contingencia se irá reduciendo con un desembolso muy inferior a cualquier alternativa de reducir las indemnizaciones pactadas. En este sentido, hay que señalar que al cierre del ejercicio 2014 el número de directivos de este colectivo ascendía a 62. Al cierre del ejercicio 2015 el número había descendido a 52. Al cierre del ejercicio 2016 el número ha vuelto a descender a 45 sin que se haya ejecutado ninguna cláusula de garantía.



## H. OTRAS INFORMACIONES DE INTERÉS

1. Si existe algún aspecto relevante en materia de gobierno corporativo en la sociedad o en las entidades del grupo que no se haya recogido en el resto de apartados del presente informe, pero que sea necesario incluir para recoger una información más completa y razonada sobre la estructura y prácticas de gobierno en la entidad o su grupo, detállelos brevemente.
2. Dentro de este apartado, también podrá incluirse cualquier otra información, aclaración o matiz relacionado con los anteriores apartados del informe en la medida en que sean relevantes y no reiterativos.

En concreto, se indicará si la sociedad está sometida a legislación diferente a la española en materia de gobierno corporativo y, en su caso, incluya aquella información que esté obligada a suministrar y sea distinta de la exigida en el presente informe.

3. La sociedad también podrá indicar si se ha adherido voluntariamente a otros códigos de principios éticos o de buenas prácticas, internacionales, sectoriales o de otro ámbito. En su caso, se identificará el código en cuestión y la fecha de adhesión. En particular, hará mención a si se ha adherido al Código de Buenas Prácticas Tributarias, de 20 de julio de 2010.

### MISIÓN, VISIÓN Y VALORES

Iberdrola es plenamente consciente de su trascendencia como realidad empresarial, institucional y social y no puede ser -ni quiere ser- ajena a los desafíos que conllevan su posición de sociedad dominante de uno de los grupos líderes mundiales en el sector eléctrico. Las responsabilidades que de todo ello se derivan van más allá del ámbito estrictamente económico, alcanzando de lleno el plano social.

En este sentido, los esfuerzos llevados a cabo por el Consejo de Administración de Iberdrola desde la Junta General de Accionistas celebrada en el año 2015 han ido dirigidos a reflexionar sobre las relaciones que la Sociedad y el Grupo deben mantener con todos sus Grupos de interés, más allá de sus accionistas y la comunidad financiera -su equipo humano, los organismos reguladores, sus clientes, sus proveedores, los medios de comunicación, la sociedad en general y el medio ambiente, entre otros-.

En concreto, el Consejo de Administración llevó a cabo en el mes de octubre de 2015 una profunda revisión de la misión, visión y valores del Grupo para hacerlos más acordes a un grupo empresarial complejo, con vocación de liderazgo en todas las facetas de su actividad (tanto en su vertiente económica como, en especial, social), bajo un nuevo enfoque que incidiera en la creación de valor de forma sostenible y pusiera énfasis en el impacto social de sus actividades.

El contenido de la nueva misión, visión y valores del Grupo se han incorporado en una nueva norma integrante del Sistema de gobierno corporativo: la Misión, Visión y Valores del grupo Iberdrola, que recoge el ideario corporativo del Grupo, inspira y se materializa en los Estatutos Sociales y en las demás normas de su Sistema de gobierno corporativo, presiden su actividad cotidiana, encauzan su vocación de liderazgo en todos sus ámbitos de actuación, orientan su estrategia de maximización del dividendo social, y guían el comportamiento ético de todo el equipo humano que participa en la construcción diaria del proyecto empresarial de la Sociedad.

La Sociedad vela por el retorno social de todas sus actividades. Sus valores corporativos reflejan su compromiso con la creación de valor de forma sostenible, los principios éticos, la transparencia y el buen gobierno corporativo, el desarrollo del equipo humano, el compromiso social, el sentimiento de pertenencia, la seguridad y la fiabilidad, la calidad, la innovación, el respeto por el medio ambiente, la orientación al cliente y la lealtad institucional.

La Sociedad y las demás entidades pertenecientes al Grupo persiguen involucrar a todos los Grupos de interés en su proyecto empresarial con arreglo a una política de relaciones con todos ellos basada en la comunicación bidireccional y en los principios de transparencia, de escucha activa y de igualdad de trato, que permita tomar en consideración todos sus intereses legítimos y divulgar de forma eficaz la información acerca de las actividades y los negocios del Grupo.

### APARTADO A.1

La Junta General de Accionistas de la Sociedad de 27 de marzo de 2015 aprobó, dos aumentos de capital social liberados con la finalidad de implementar, el sistema de retribución a los accionistas denominado Iberdrola Dividendo Flexible, que permite a los accionistas decidir si prefieren recibir la totalidad o parte de su retribución en efectivo o en acciones liberadas de Iberdrola.

El segundo aumento de capital se ejecutó en el mes de enero de 2016, con ocasión del que hubiera sido el tradicional pago a cuenta del dividendo correspondiente al ejercicio 2015, y el número de nuevas acciones que se emitieron y pusieron en circulación fue de 60.327.000, de 0,75 euros de valor nominal cada una, sin prima de emisión, representativas, aproximadamente, del 0,95 % del capital social previo a la ampliación.

La Junta General de Accionistas de la Sociedad celebrada el 8 de abril de 2016, aprobó una reducción de capital social mediante la amortización de 157.197.000 acciones propias de Iberdrola representativas del 2,46 % del capital social.

Como consecuencia de dicho acuerdo, el capital social de Iberdrola se redujo en la cuantía de 117.897.750 euros, mediante la amortización de 157.197.000 acciones propias en cartera (148.845.827 acciones propias ya en cartera y 8.351.173 acciones que fueron adquiridas a los accionistas a través del programa de recompra), representativas, aproximadamente, del 2,45 % del capital social previo a la reducción. El capital social resultante de la reducción quedó fijado en 4.680.000.000,00 euros, correspondiente a 6.240.000.000 acciones.

La finalidad de la reducción de capital fue la amortización de acciones propias en cartera y, por tanto, no ha entrañado la devolución de aportaciones, por ser la propia Sociedad la titular de las acciones amortizadas.

Asimismo, la Junta General de Accionistas de la Sociedad del 8 de abril de 2016 aprobó, dentro del punto sexto del orden del día, dos aumentos de capital social liberado con la finalidad de implementar, por séptimo año consecutivo, el sistema de retribución a los accionistas denominado Iberdrola Dividendo Flexible.

El primer aumento de capital se realizó en el mes de julio de 2016, con ocasión del que hubiera sido el tradicional pago del dividendo complementario correspondiente al ejercicio 2015 y el número de nuevas acciones que se emitieron y pusieron en circulación fue de 122.079.000, de 0,75 euros de valor nominal cada una, sin prima de emisión, representativas, aproximadamente, del 1,95 % del capital social previo a la ampliación. Tras la citada ampliación, el capital social de la Sociedad ascendió a 4.771.559.250 euros dividido en 6.362.079.000 acciones.

El segundo aumento de capital se realizó en el mes de enero de 2017, con ocasión del que habría sido el tradicional pago a cuenta del dividendo correspondiente al ejercicio 2016. El número de acciones nuevas que se emitieron y se pusieron en circulación fue de 97.911.000 de 0,75 euros de valor nominal cada una, sin prima de emisión, representativas, aproximadamente, del 1,54 % del capital previo a la ampliación. Tras la citada ampliación, el capital social de la Sociedad asciende a 4.844.992.500 euros representado por 6.459.990.000 acciones.

## APARTADO A.2

Debido a que las acciones están representadas por anotaciones en cuenta, no es posible conocer diariamente la participación de los accionistas en el capital social. No obstante desde el pasado 7 de mayo de 2014, Iberdrola está adherida en Iberclear al Servicio de Comunicación de titularidades y de la relación cuadrada de compradores y vendedores en los términos previstos en la Circular nº 5/2013 de 27 de noviembre. La información facilitada tiene como fuentes las comunicaciones remitidas por los accionistas a la CNMV y a la propia Sociedad, la recogida en sus respectivos informes anuales y notas de prensa así como la información que la Sociedad obtiene de Iberclear.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 23.1 del Real Decreto 1362/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, en relación con los requisitos de transparencia relativos a la información sobre los emisores cuyos valores estén admitidos a negociación en un mercado secundario oficial o en otro mercado regulado de la Unión Europea, se considera titular de una participación significativa al accionista que tenga en su poder una proporción de, al menos, un 3 % de los derechos de voto.

De acuerdo con la información disponible, la distribución aproximada de la participación en el capital por tipo de accionistas es la siguiente:

- Inversores extranjeros	62,8 %
- Entidades nacionales	13,9 %
- Inversores particulares nacionales	23,3 %

## APARTADO A.3

Datos a la fecha de aprobación de este Informe.

## APARTADO A.8

Iberdrola mantiene en cartera 151.224.777 acciones propias y 1.624.221 acciones acumuladas a través de contratos de derivados que están pendientes de liquidación que se presentan como autocartera en los estados consolidados de situación financiera a 31 de diciembre de 2016, que representa el 2,402 % del capital. Adicionalmente, mantiene 1.867.929 acciones en “total return swaps” (permutas) con liquidación física.

Al amparo de las autorizaciones conferidas por la Junta General de Accionistas en favor del Consejo de Administración, durante el ejercicio 2016 Iberdrola ha adquirido 247.226.143 acciones por importe de 1.450.724 miles de euros. De las cuales, 146.551.785 acciones se han adquirido a través de operaciones discrecionales en mercado, mientras que las 100.674.358 acciones restantes, se han adquirido a través de contratos de derivados.

Asimismo, se han enajenado 6.440.532 acciones propias, por importe de 39.360 miles de euros.

Igualmente, Iberdrola, al amparo de las autorizaciones referidas, ha amortizado 157.197.000 acciones propias.

#### APARTADO B.4

El porcentaje de voto a distancia (otros) solo refleja los votos recibidos por vía postal. Es decir, no se incluyen en la tabla los votos procedentes de inversores no residentes (7,15 %), ni los recogidos a través de los bancos (1,3 %) y de los puntos de atención al accionista (0,12 %).

#### APARTADO C.1.3

Los perfiles profesionales completos de todos los consejeros están disponibles en la web corporativa de la Sociedad ([www.iberdrola.com](http://www.iberdrola.com)).

#### APARTADO C.1.29

En el marco del proceso de evaluación del Consejo de Administración, la consejera coordinadora se reúne individualmente con cada uno de los consejeros con objeto de identificar posibilidades de mejora en su funcionamiento.

#### APARTADO C.1.30

A continuación se detalla la asistencia de todos y cada uno de los consejeros a las reuniones celebradas por el Consejo de Administración y sus comisiones durante el ejercicio 2016: Ver Anexo.

#### APARTADO C.1.31

El Grupo Iberdrola ha establecido un proceso de certificación en el que los responsables de la información financiera de los distintos ámbitos de la empresa certifican: (i) que la información financiera que aportan a Iberdrola para su consolidación no tiene errores u omisiones materiales y que es la imagen fiel de los resultados y de la situación patrimonial en su ámbito de responsabilidad, y (ii) que son responsables del establecimiento del SCIF en su ámbito de responsabilidad y que han evaluado que el sistema es efectivo. Este contenido de las certificaciones está inspirado en el modelo de certificación establecido en la sección 302 de la ley Sarbanes-Oxley de los EE.UU.

La culminación del proceso es la certificación conjunta que el presidente y consejero delegado y el director de Administración y Control elevan al Consejo de Administración.

El proceso se realiza mediante firma electrónica sobre una aplicación informática que gestiona los ámbitos de responsabilidad y los plazos, y que funciona como repositorio de toda la documentación generada, lo cual permite la revisión periódica por los órganos de control del Grupo.

#### APARTADO C.1.36

El Consejo de Administración someterá a la Junta General de Accionistas 2017, en su punto 4 del orden del día, la propuesta de nombramiento de KPMG Auditores, S.L. como auditor de las cuentas anuales de la Sociedad y de su grupo consolidado.

#### APARTADO D.2

Se consideran operaciones vinculadas las realizadas por accionistas que ejerzan una influencia significativa en la participación de las decisiones financieras y operativas de la entidad, entendiéndose por influencia significativa contar con algún miembro del Consejo de Administración.

Asimismo, entran en esta consideración aquellos accionistas que dada su participación en la Sociedad tienen la posibilidad de ejercer el sistema de representación proporcional.

A la fecha de emisión de este informe únicamente Qatar Investment Authority cumple dicha condición por lo que los importes referidos en el periodo se refieren a operaciones con este accionista.

Los importes consignados como “beneficios y otros dividendos distribuidos” corresponden al dividendo en efectivo distribuido por la Sociedad, así como a los derechos de asignación gratuita derivados de las dos ampliaciones de capital liberadas, acordadas por la Junta General de Accionistas, vendidos a la Sociedad al precio fijo garantizado de acuerdo con las condiciones de las referidas ampliaciones.

#### APARTADO D.4

Las transacciones realizadas con sociedades filiales y participadas que no se han eliminado en el proceso de consolidación pertenecen al giro o tráfico ordinario de los negocios de la Sociedad, se efectúan en condiciones normales de mercado y son de escasa relevancia para reflejar la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados de la Sociedad.

---

La Sociedad se adhirió el 20 de julio de 2010 al Código de Buenas Prácticas Tributarias, documento aprobado en el Pleno del Foro de Grandes Empresas constituido por la Agencia Estatal de Administración Tributaria española y determinadas grandes empresas, celebrado en esa misma fecha.

Conforme lo establecido en el apartado 2 del anexo de adhesión al Código de buenas prácticas tributarias y en el apartado 5.b) de la Política fiscal corporativa, la Sociedad informa que se ha dado cumplimiento al contenido de dicho Código desde el momento de su aprobación.

En particular, se informa que, durante el ejercicio 2016, el responsable de asuntos fiscales de la Sociedad ha comparecido el 22 de febrero de 2016 y el 18 de julio de 2016 ante la Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo de Iberdrola para informar del cumplimiento de la Política fiscal corporativa que incluye las buenas prácticas tributarias contenidas en el citado Código, de todo lo cual se ha informado al Consejo de Administración.

1.93 Este informe anual de gobierno corporativo ha sido aprobado por el consejo de Administración de la sociedad, en su sesión de fecha 21 de febrero de 2017.

1.94 Indique si ha habido consejeros que hayan votado en contra o se hayan abstenido en relación con la aprobación del presente Informe.

Sí  No

Nombre o denominación social del consejero que no ha votado a favor de la aprobación del presente informe	Motivos (en contra, abstención, no asistencia)	Explique los motivos

## ANEXO – APARTADO H

## APARTADO C.1.30

A continuación se detalla la asistencia de todos y cada uno de los consejeros a las reuniones celebradas por el Consejo de Administración y sus comisiones durante el ejercicio 2016. Se consideran asistencias aquellas representaciones que fueron realizadas con instrucciones específicas de voto.

Consejeros	Consejo	Comisiones				
		CED	CASR	CN	CR	CRSC
DON JOSÉ IGNACIO SÁNCHEZ GALÁN	8/8	13/13	--	--	--	--
DON XABIER DE IRLA ESTÉVEZ	3/3	3/3	--	--	--	--
DON IÑIGO VÍCTOR DE ORIOL IBARRA	8/8	--	--	9/9	7/7	--
DOÑA INÉS MACHO STADLER	8/8	13/13	--	--	7/7	--
DON BRAULIO MEDEL CÁMARA	8/8	--	--	--	--	12/12
DOÑA SAMANTHA BARBER	8/8	--	--	--	--	12/12
DOÑA MARÍA HELENA ANTOLÍN RAYBAUD	8/8	--	--	9/9		--
DON SANTIAGO MARTÍNEZ LAGE	8/8	--	--	--	7/7	--
DON JOSÉ LUIS SAN PEDRO GUERENABARRENA	8/8	13/13	--	--	--	--
DON ÁNGEL JESÚS ACEBES PANIAGUA	8/8	13/13	--	9/9	--	--
DOÑA GEORGINA KESSEL MARTÍNEZ	8/8	--	13/13	--	--	--
DOÑA DENISE MARY HOLT	8/8	--	13/13	--	--	--
DON JOSÉ WALFREDO FERNÁNDEZ	8/8	--	13/13	--	--	--
DON MANUEL MOREU MUNAIZ	8/8	10/10	--	--	--	12/12
DON XABIER SAGREDO ORMAZA	5/5	--	8/8	--	--	--

Notas:

- El denominador se refiere al número de sesiones celebradas durante el período del año en el que se ha sido consejero o miembro de la Comisión correspondiente.
- CED: Comisión Ejecutiva Delegada.
- CASR: Comisión de Auditoría y Supervisión del Riesgo.
- CN: Comisión de Nombramientos.
- CR: Comisión de Retribuciones.
- CRSC: Comisión de Responsabilidad Social Corporativa.





**EJERCICIO 2016**

**FORMULACIÓN DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS  
INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO**

---

Don José Ignacio Sánchez Galán  
*Presidente y consejero delegado*

---

Don Iñigo Víctor de Oriol Ibarra  
*Consejero*

---

Doña Inés Macho Stadler  
*Consejera*

---

Don Braulio Medel Cámara  
*Consejero*

---

Doña Samantha Barber  
*Consejera*

---

Doña María Helena Antolín  
Raybaud  
*Consejera*

---

Don Santiago Martínez Lage  
*Consejero*

---

Don José Luis San Pedro  
Guerenabarrena  
*Consejero*

---

Don Ángel Jesús Acebes Paniagua  
*Consejero*

---

Doña Georgina Yamilet Kessel  
Martínez  
*Consejera*

---

Doña Denise Mary Holt  
*Consejera*

---

Don José Walfredo Fernández  
*Consejero*

---

Don Manuel Moreu Munaiz  
*Consejero*

---

Don Xabier Sagredo Ormaza  
*Consejero*

Julián Martínez-Simancas Sánchez, secretario del Consejo de Administración de IBERDROLA, S.A., certifica que las anteriores firmas de los consejeros de la Sociedad han sido estampadas en su presencia y que el presente documento comprende **las Cuentas anuales consolidadas y el Informe de gestión consolidado** de IBERDROLA, S.A. y sus sociedades dependientes correspondientes al ejercicio 2016, documentación que ha sido formulada por el Consejo de Administración de la Sociedad en reunión celebrada en esta fecha y, por lo tanto, dentro del plazo previsto en el artículo 253.1 del texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, y que se encuentra extendida en 207 folios de papel común, páginas 1 a 413 ambas inclusive, todos ellos con el sello de la Sociedad.

Bilbao, 21 de febrero de 2017

**JULIÁN MARTÍNEZ-SIMANCAS SÁNCHEZ, SECRETARIO DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN DE “IBERDROLA, S.A.”, DOMICILIADA EN BILBAO, PLAZA EUSKADI NÚMERO 5, C.I.F. A-48010615.**

**CERTIFICO:**

Que las cuentas anuales y el informe de gestión (incluyendo la propuesta de aplicación del resultado) de IBERDROLA, S.A., así como las cuentas anuales consolidadas y el informe de gestión consolidado de IBERDROLA, S.A. y sus sociedades dependientes correspondientes al ejercicio 2016, fueron formuladas por el Consejo de Administración de IBERDROLA, S.A. en su sesión del día 21 de febrero de 2017, constando la firma de todos los miembros del Consejo de Administración.

Se hace constar que, una vez aprobados los citados documentos por la Junta General de Accionistas, se depositarán en el Registro Mercantil de Bizkaia.

En cuanto a los informes de auditoría, tanto sobre las cuentas anuales de IBERDROLA, S.A. como sobre las cuentas anuales consolidadas de IBERDROLA, S.A. y sus sociedades dependientes, se hace constar que han sido emitidos sin reserva alguna.

Y, para que así conste, expido esta certificación en Bilbao, a 23 de febrero de 2017.



**IBERDROLA, S.A.**  
El Secretario del Consejo de Administración



# Informe financiero anual

Declaración de responsabilidad de los consejeros / Ejercicio 2016

**DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD DEL INFORME FINANCIERO ANUAL 2016**

Los miembros del Consejo de Administración de IBERDROLA, S.A. declaran que, hasta donde alcanza su conocimiento, las cuentas anuales individuales de IBERDROLA, S.A. (balance, cuenta de pérdidas y ganancias, estado de cambios en el patrimonio neto, estado de flujos de efectivo y memoria), así como las consolidadas con sus sociedades dependientes (estados consolidados de situación financiera, estados consolidados del resultado, estados consolidados del resultado global, estados consolidados de cambios en el patrimonio neto, estados consolidados de flujos de efectivo y memoria consolidada), correspondientes al ejercicio social cerrado a 31 de diciembre de 2016, formuladas por el Consejo de Administración en su reunión de 21 de febrero de 2017 y elaboradas conforme a los principios de contabilidad que resultan de aplicación, ofrecen la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados de IBERDROLA, S.A., así como de las sociedades dependientes comprendidas en la consolidación, tomadas en su conjunto, y que los informes de gestión complementarios de las cuentas anuales individuales y consolidadas incluyen un análisis fiel de la evolución y los resultados empresariales y de la posición de IBERDROLA, S.A. y de las sociedades dependientes comprendidas en la consolidación, tomadas en su conjunto, así como la descripción de los principales riesgos e incertidumbres a que se enfrentan.

En Bilbao, a 21 de febrero de 2017

---

**Don José Ignacio Sánchez Galán**  
*Presidente y consejero delegado*

---

**Don Íñigo Víctor de Oriol Ibarra**  
*Consejero*

---

**Doña Inés Macho Stadler**  
*Consejera*

---

**Don Braulio Medel Cámara**  
*Consejero*

---

**Doña Samantha Barber**  
*Consejera*

---

**Doña María Helena Antolín Raybaud**  
*Consejera*

---

**Don Santiago Martínez Lage**  
*Consejero*

---

**Don José Luis San Pedro Guerenabarrena**  
*Consejero*

---

**Don Ángel Jesús Acebes Paniagua**  
*Consejero*

---

**Doña Georgina Yamilet Kessel Martínez**  
*Consejera*

---

**Doña Denise Mary Holt**  
*Consejera*

---

**Don José Walfredo Fernández**  
*Consejero*

---

**Don Manuel Moreu Munaiz**  
*Consejero*

---

**Don Xabier Sagredo Ormaza**  
*Consejero*