

**ACUERDO POR EL QUE SE REMITE A LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS DATOS PARA LA ELABORACIÓN DEL ESCENARIO DE INGRESOS Y COSTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA 2018**

**Expediente nº: INF/DE/186/17**

**SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

**Presidenta de la Sala:**

D.<sup>a</sup> María Fernández Pérez

**Consejeros:**

D. Benigno Valdés Díaz  
D. Mariano Bacigalupo Saggese  
D. Bernardo Lorenzo Almendros  
D. Xabier Ormaetxea Garai

**Secretario de la Sala:**

D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo

En Madrid, a 31 de octubre de 2017

La Sala de Supervisión Regulatoria ha aprobado el presente informe en Respuesta a la solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2018. Este informe se aprueba en ejercicio de las competencias consultivas de la CNMC en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación de los artículos 5.2.a), 5.3 y 7, de creación de la CNMC.

## 1. Consideraciones previas

Como en años anteriores el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD) ha solicitado a esta Comisión una serie de datos necesarios para la elaboración de la Orden por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2018. Dicha solicitud de información ha sido requerida por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) el pasado 14 de septiembre con entrega el 14 de octubre de 2017.

Para responder a la citada solicitud, esta Comisión dispone de la información que regularmente remiten los agentes del sector eléctrico para la realización de las liquidaciones de actividades reguladas y de la información que solicita a los agentes para la elaboración del preceptivo informe sobre la propuesta de peajes de acceso.

En particular, la CNMC solicitó, el pasado mes de julio, al Operador de Sistema (OS) la previsión de la demanda en barras de central (b.c.) y el balance de energía para el cierre de 2017 y 2018 y, por otra parte, a las empresas distribuidoras información relativa a las previsiones sobre el número de clientes, consumos, potencias y facturaciones, desagregadas por grupo tarifario, para el cierre de 2017 y 2018.

Asimismo, solicitó información sobre las instalaciones de transporte y distribución, el coste de generación en los sistemas extrapeninsulares, el coste de servicio de interrumpibilidad y los pagos por capacidad. El plazo del que disponían los agentes para remitir la información correspondiente finalizó el pasado 15 de septiembre de 2017.

En relación con lo anterior, cabe señalar que la solicitud de información de la Dirección General de Política Energética y Minas ha llegado con posterioridad a la solicitud de información que esta Comisión ha remitido a los agentes del sector eléctrico, por lo que no se dispone de la totalidad de la información con la desagregación requerida.

Se señala que algunas previsiones aportadas podrán ser actualizadas con objeto de informar la propuesta de Orden por la que se actualizan los peajes de acceso para 2018.

## **2. Previsiones sobre las variables de facturación, ingresos y costes para el cierre de 2017 y 2018**

### **2.1. Previsiones sobre las variables de facturación para el cierre de 2017 y 2018**

En este epígrafe se presenta la previsión de demanda en barras de central y en consumo de la CNMC para el cierre de 2017 y 2018, así como otras variables de facturación relevantes, teniendo en cuenta la última información disponible.

En el Anexo I se describen las hipótesis consideradas en la previsión y se recogen las previsiones relativas al número de clientes, potencias contratadas y consumos desagregados por peajes de acceso para el cierre de 2017 y 2018, para el total nacional y desagregado por subsistema: peninsular, balear, canario, ceutí y melillense, según solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Respecto de las previsiones relativas al número de clientes, potencias contratadas y consumos desagregados por peajes de acceso y Comunidad Autónoma para el cierre de 2017 y 2018, se indica que la CNMC no dispone de dicha información. No obstante, en la base de datos de liquidaciones se dispone de información histórica relativa al número de clientes, potencia facturada, consumo y facturación desagregada por provincia. En el epígrafe 4.1 del presente informe se aporta dicha información correspondiente a los ejercicios 2012, 2013, 2014 y 2015.

#### **2.1.1. Previsión de cierre 2017**

En el Cuadro 1 se presenta la demanda en b.c. registrada en 2016, la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (octubre de 2016-septiembre 2017) y el escenario de demanda previsto por la CNMC para el cierre de 2017. Teniendo en cuenta la información disponible por la CNMC, se estima que la demanda en b.c. nacional alcanzará 268.181 GWh, superior en un 1,2% a la demanda en b.c. registrada en 2016 (265.009 GWh) y en un 0,6% a la demanda registrada en los últimos doce meses (266.490 GWh).

La variación de la demanda en b.c. prevista para el cierre de 2017 se explica por el aumento de la demanda en b.c. en todos los subsistemas, con la excepción del subsistema ceutí.

**Cuadro 1. Demanda en b.c. de 2016, demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses y previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para el cierre de 2017**

Sistema	2016 (GWh)	Últimos doce meses (oct 2016- sep 2017)			Previsión CNMC de cierre 2017	
		GWh	% variación respecto 2016	tasa últimos doce meses	GWh	% variación 17 respecto 16
<b>Peninsular</b>	<b>249.980</b>	<b>251.185</b>	<b>0,5%</b>	<b>1,0%</b>	<b>252.892</b>	<b>1,2%</b>
<b>No peninsular</b>	<b>15.029</b>	<b>15.304</b>	<b>1,8%</b>	<b>2,4%</b>	<b>15.289</b>	<b>1,7%</b>
Baleares	5.832	5.975	2,4%	3,4%	5.954	2,1%
Canarias	8.778	8.908	1,5%	1,8%	8.918	1,6%
Ceuta	211	208	-1,1%	0,5%	207	-1,7%
Melilla	208	213	2,1%	2,2%	210	0,9%
<b>Total Nacional</b>	<b>265.009</b>	<b>266.490</b>	<b>0,6%</b>	<b>1,1%</b>	<b>268.181</b>	<b>1,2%</b>

Fuente: OS y CNMC

En el Cuadro 2 se resume el escenario de demanda en consumo de la CNMC, desagregado por subsistema y peaje de acceso para el cierre de 2017. Se estima que en 2017 el consumo aumentará respecto del registrado en 2016 en los subsistemas peninsular (1,2%), balear (2,1%) canario (1,6%) y melillense (0,9%) y disminuirá en el sistema ceutí (-1,7%). Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista para el cierre de 2017 (240.801 GWh) supone un aumento del 1,2% respecto de la demanda registrada en 2016 (237.951 GWh).

**Cuadro 2. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre de 2017 desagregada por subsistema y peaje de acceso**

	Real 2016 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
<b>Baja tensión</b>	<b>101.874</b>	<b>3.881</b>	<b>4.890</b>	<b>129</b>	<b>137</b>	<b>110.912</b>
2.0 A	52.543	1.817	2.638	63	71	57.132
2.0 A DHA	9.316	196	184	0	0	9.696
2.0 A DHS	32	0	0	-	-	33
2.1 A	5.108	231	335	5	9	5.688
2.1 A DHA	2.770	70	89	0	1	2.930
2.1 A DHS	9	0	0	-	-	9
3.0 A	32.095	1.567	1.644	60	56	35.422
<b>Media tensión</b>	<b>69.989</b>	<b>1.326</b>	<b>3.141</b>	<b>65</b>	<b>66</b>	<b>74.587</b>
3.1 A	14.838	415	730	13	16	16.012
6.1 A	49.986	910	2.412	52	50	53.410
6.1 B	5.165	-	-	-	-	5.165
<b>Alta tensión</b>	<b>52.208</b>	<b>115</b>	<b>128</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>52.451</b>
6.2	17.605	115	128	-	-	17.848
6.3	10.727	-	-	-	-	10.727
6.4 (1)	23.877	-	-	-	-	23.877
<b>Total</b>	<b>224.072</b>	<b>5.322</b>	<b>8.160</b>	<b>194</b>	<b>203</b>	<b>237.951</b>

	Previsión de cierre 2017 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
<b>Baja tensión</b>	<b>102.274</b>	<b>3.980</b>	<b>4.918</b>	<b>129</b>	<b>138</b>	<b>111.439</b>
2.0 A	51.445	1.800	2.561	63	72	55.942
2.0 A DHA	10.553	258	237	0	1	11.049
2.0 A DHS	38	0	3	-	0	42
2.1 A	4.941	226	332	5	9	5.513
2.1 A DHA	2.811	81	96	0	1	2.990
2.1 A DHS	10	0	0	-	-	10
3.0 A	32.476	1.614	1.689	60	55	35.895
<b>Media tensión</b>	<b>71.064</b>	<b>1.338</b>	<b>3.238</b>	<b>61</b>	<b>68</b>	<b>75.769</b>
3.1 A	15.081	428	763	13	18	16.302
6.1 A	50.921	911	2.475	48	50	54.405
6.1 B	5.061	-	-	-	-	5.061
<b>Alta tensión</b>	<b>53.344</b>	<b>115</b>	<b>134</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>53.593</b>
6.2	17.738	115	134	-	-	17.987
6.3	11.026	-	-	-	-	11.026
6.4 (1)	24.581	-	-	-	-	24.581
<b>Total</b>	<b>226.682</b>	<b>5.433</b>	<b>8.290</b>	<b>190</b>	<b>205</b>	<b>240.801</b>

	% variación 2017 sobre 2016					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
<b>Baja tensión</b>	<b>0,4%</b>	<b>2,5%</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,5%</b>
2.0 A	-2,1%	-0,9%	-2,9%	0,5%	1,7%	-2,1%
2.0 A DHA	13,3%	31,8%	28,5%	0,3%	89,9%	13,9%
2.0 A DHS	16,8%	13,0%	620,5%	-	-	24,9%
2.1 A	-3,3%	-2,1%	-0,9%	0,5%	-2,8%	-3,1%
2.1 A DHA	1,5%	16,4%	8,1%	0,6%	0,0%	2,0%
2.1 A DHS	11,6%	-17,0%	50,0%	-	-	11,7%
3.0 A	1,2%	3,0%	2,7%	0,5%	-2,0%	1,3%
<b>Media tensión</b>	<b>1,5%</b>	<b>1,0%</b>	<b>3,1%</b>	<b>-5,9%</b>	<b>2,3%</b>	<b>1,6%</b>
3.1 A	1,6%	3,0%	4,6%	-0,4%	7,4%	1,8%
6.1 A	1,9%	0,0%	2,6%	-7,3%	0,6%	1,9%
6.1 B	-2,0%	-	-	-	-	-2,0%
<b>Alta tensión</b>	<b>2,2%</b>	<b>0,0%</b>	<b>4,8%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2,2%</b>
6.2	0,8%	0,0%	4,8%	-	-	0,8%
6.3	2,8%	-	-	-	-	2,8%
6.4 (1)	2,9%	-	-	-	-	2,9%
<b>Total</b>	<b>1,2%</b>	<b>2,1%</b>	<b>1,6%</b>	<b>-1,7%</b>	<b>0,9%</b>	<b>1,2%</b>

Fuente: CNMC y SINCRO  
(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

En el Cuadro 3 se resumen las previsiones de la CNMC relativas al número de clientes, potencia contratada y consumo por periodo horario para el cierre del ejercicio 2017. En línea con la última información disponible, se estima que la demanda de los consumidores conectados en media y alta tensión aumentará por encima de la media nacional, mientras que la demanda de los consumidores de baja tensión aumentará por debajo. Adicionalmente, se espera un movimiento de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW hacia peajes con discriminación horaria (DHA y DHS).

Respecto de las potencias contratadas por periodo, se estima que se mantendrá la tendencia decreciente observada en la primera parte del año, con la excepción de la potencia contratada por los consumidores acogidos a los peajes 6.1 A y 6.3.

En el Anexo I que acompaña al informe se detalla la previsión de número de clientes, potencia contratada y consumo por periodo horario desagregada por subsistema, así como las hipótesis consideradas.

**Cuadro 3. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2017. Sistema Nacional**

Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2016						Energía consumida por periodo horario (GWh). Año 2016						Total	
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
<b>Baja tensión</b>	<b>28.790.389</b>	<b>143.678</b>	<b>21.482</b>	<b>21.455</b>			<b>74.658</b>	<b>27.758</b>	<b>8.496</b>				<b>110.912</b>	
2.0 A	25.192.180	102.540					57.132						57.132	
2.0 A DHA	2.016.648	10.379					3.576	6.121					9.696	
2.0 A DHS	4.282	22					10	9	14				33	
2.1 A	668.295	8.296					5.688						5.688	
2.1 A DHA	169.138	2.110					1.040	1.891					2.930	
2.1 A DHS	640	8					3	3	3				9	
3.0 A	739.207	20.323	21.482	21.455			7.209	19.734	8.480				35.422	
<b>Media tensión</b>	<b>108.136</b>	<b>19.110</b>	<b>20.066</b>	<b>20.952</b>	<b>13.547</b>	<b>13.704</b>	<b>19.202</b>	<b>8.354</b>	<b>12.948</b>	<b>10.031</b>	<b>6.066</b>	<b>7.810</b>	<b>29.378</b>	<b>74.587</b>
3.1 A	87.644	6.078	6.779	7.506			3.272	6.451	6.289				16.012	
6.1 A	19.323	11.872	12.069	12.224	12.319	12.463	17.555	4.636	5.902	3.403	5.511	7.059	26.899	53.410
6.1 B	1.169	1.159	1.218	1.222	1.227	1.241	1.647	446	595	339	555	751	2.479	5.165
<b>Alta tensión</b>	<b>2.653</b>	<b>8.479</b>	<b>9.069</b>	<b>9.351</b>	<b>9.608</b>	<b>9.689</b>	<b>11.881</b>	<b>3.375</b>	<b>4.869</b>	<b>2.680</b>	<b>4.594</b>	<b>6.042</b>	<b>30.891</b>	<b>52.541</b>
6.2	1.612	3.082	3.198	3.244	3.265	3.283	4.242	1.280	1.771	965	1.620	2.129	10.083	17.848
6.3	430	1.662	1.872	1.892	1.994	2.033	2.382	641	953	543	936	1.220	6.435	10.727
6.4 (1)	611	3.735	3.998	4.215	4.349	4.374	5.257	1.454	2.145	1.172	2.038	2.694	14.372	23.877
<b>Total</b>	<b>28.901.177</b>	<b>171.266</b>	<b>50.617</b>	<b>51.758</b>	<b>23.154</b>	<b>23.393</b>	<b>31.083</b>	<b>86.387</b>	<b>45.575</b>	<b>21.208</b>	<b>10.660</b>	<b>13.852</b>	<b>60.268</b>	<b>237.951</b>

Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2017						Energía consumida por periodo horario (GWh). Previsión 2017						Total	
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
<b>Baja tensión</b>	<b>28.979.827</b>	<b>142.543</b>	<b>21.056</b>	<b>21.060</b>			<b>74.005</b>	<b>28.818</b>	<b>8.616</b>				<b>111.439</b>	
2.0 A	24.721.714	99.902					55.942						55.942	
2.0 A DHA	2.671.330	12.582					4.177	6.872					11.049	
2.0 A DHS	5.439	30					12	11	18				42	
2.1 A	653.534	8.071					5.513						5.513	
2.1 A DHA	177.671	2.206					1.070	1.920					2.990	
2.1 A DHS	727	9					4	3	3				10	
3.0 A	749.411	19.743	21.056	21.060			7.287	20.012	8.595				35.895	
<b>Media tensión</b>	<b>108.638</b>	<b>18.943</b>	<b>19.818</b>	<b>21.181</b>	<b>13.539</b>	<b>13.699</b>	<b>19.283</b>	<b>8.505</b>	<b>13.175</b>	<b>10.202</b>	<b>6.174</b>	<b>7.880</b>	<b>29.833</b>	<b>75.769</b>
3.1 A	87.870	5.920	6.539	7.746			3.340	6.569	6.394				16.302	
6.1 A	19.590	11.896	12.094	12.246	12.343	12.489	17.648	4.724	6.016	3.466	5.611	7.181	27.407	54.405
6.1 B	1.178	1.127	1.185	1.189	1.196	1.210	1.635	441	590	342	562	698	2.426	5.061
<b>Alta tensión</b>	<b>2.683</b>	<b>8.405</b>	<b>8.964</b>	<b>9.229</b>	<b>9.474</b>	<b>9.542</b>	<b>11.769</b>	<b>3.435</b>	<b>4.956</b>	<b>2.746</b>	<b>4.707</b>	<b>6.146</b>	<b>31.602</b>	<b>53.593</b>
6.2	1.627	3.051	3.165	3.209	3.227	3.251	4.210	1.293	1.793	985	1.653	2.116	10.148	17.987
6.3	434	1.710	1.895	1.913	2.011	2.029	2.389	655	975	561	964	1.260	6.610	11.026
6.4 (1)	622	3.644	3.904	4.107	4.237	4.261	5.171	1.487	2.189	1.201	2.090	2.771	14.844	24.581
<b>Total</b>	<b>29.091.149</b>	<b>169.892</b>	<b>49.838</b>	<b>51.471</b>	<b>23.013</b>	<b>23.241</b>	<b>31.052</b>	<b>85.944</b>	<b>46.950</b>	<b>21.565</b>	<b>10.881</b>	<b>14.026</b>	<b>61.435</b>	<b>240.801</b>

% variación 2017 sobre 2016														
Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario						Energía consumida por periodo horario						Total	
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
<b>Baja tensión</b>	<b>0,7%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-2,0%</b>	<b>-1,8%</b>			<b>-0,9%</b>	<b>3,8%</b>	<b>1,4%</b>				<b>0,5%</b>	
2.0 A	-1,9%	-2,6%					-2,1%						-2,1%	
2.0 A DHA	32,5%	21,2%					16,8%	12,3%					13,9%	
2.0 A DHS	27,0%	33,9%					20,4%	20,8%	30,9%				24,9%	
2.1 A	-2,2%	-2,7%					-3,1%						-3,1%	
2.1 A DHA	5,0%	4,5%					2,9%	1,6%					2,0%	
2.1 A DHS	13,6%	16,5%					12,5%	11,1%	11,4%				11,7%	
3.0 A	1,4%	-2,9%	-2,0%	-1,8%			1,1%	1,4%	1,4%				1,3%	
<b>Media tensión</b>	<b>0,5%</b>	<b>-0,9%</b>	<b>-1,2%</b>	<b>1,1%</b>	<b>-0,1%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,4%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,7%</b>	<b>1,8%</b>	<b>0,9%</b>	<b>1,6%</b>	
3.1 A	0,3%	-2,6%	-3,6%	3,2%			2,1%	1,8%	1,7%				1,8%	
6.1 A	1,4%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,5%	1,9%	1,9%	1,9%	1,8%	1,7%	1,9%	
6.1 B	0,8%	-2,8%	-2,7%	-2,7%	-2,6%	-2,5%	-0,7%	-1,0%	-0,9%	1,0%	1,2%	-6,9%	-2,1%	-2,0%
<b>Alta tensión</b>	<b>1,2%</b>	<b>-0,9%</b>	<b>-1,2%</b>	<b>-1,3%</b>	<b>-1,4%</b>	<b>-1,5%</b>	<b>-0,9%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>	<b>2,5%</b>	<b>2,5%</b>	<b>1,7%</b>	<b>2,3%</b>	<b>2,2%</b>
6.2	0,9%	-1,0%	-1,0%	-1,1%	-1,2%	-1,0%	-0,8%	1,0%	1,2%	2,0%	2,1%	-0,6%	0,6%	0,8%
6.3	1,1%	2,9%	1,2%	1,1%	0,9%	-0,2%	0,3%	2,2%	2,3%	3,4%	3,1%	3,3%	2,7%	2,8%
6.4 (1)	1,8%	-2,4%	-2,4%	-2,6%	-2,6%	-2,6%	-1,6%	2,3%	2,0%	2,4%	2,5%	2,8%	3,3%	2,9%
<b>Total</b>	<b>0,7%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-1,5%</b>	<b>-0,6%</b>	<b>-0,6%</b>	<b>-0,6%</b>	<b>-0,1%</b>	<b>-0,5%</b>	<b>3,0%</b>	<b>1,7%</b>	<b>2,1%</b>	<b>1,3%</b>	<b>1,9%</b>	<b>1,2%</b>

Fuente: CNMC y SINCRO

(1) Incluye Trasvase Tajo-Segura

Por último, en el Cuadro 4 se presentan las previsiones de las variables de facturación de los clientes acogidos al Real Decreto 900/2015, de 9 de diciembre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, elaboradas a partir de la información proporcionada por las empresas distribuidoras, una vez ha sido contrastada con la información disponible en la CNMC.

**Cuadro 4. Previsión del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2017 de los clientes acogidos a autoconsumo**

Clientes acogidos al RD 900/2015. Información relativa a los peajes de acceso														
Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (KW). Previsión 2017						Energía consumida por periodo horario (MWh). Previsión 2017							
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	
<b>Baja tensión</b>	<b>191</b>	<b>4.977</b>	<b>4.254</b>	<b>4.228</b>			<b>1.423</b>	<b>2.764</b>	<b>4.501</b>	-	-	-	<b>8.688</b>	
2.0 A	57	326	-	-			275						275	
2.0 A DHA	59	338	-	-			136	212					348	
2.0 A DHS	4	27					8	8	14				30	
2.1 A	7	74					38						38	
2.1 A DHA	9	111					35	66					101	
2.1 A DHS	-	-					-	-	-				-	
3.0 A	55	4.102	4.254	4.228			931	2.478	4.487				7.895	
<b>Media tensión</b>	<b>126</b>	<b>66.327</b>	<b>67.421</b>	<b>68.419</b>	<b>60.074</b>	<b>60.423</b>	<b>111.930</b>	<b>9.509</b>	<b>11.481</b>	<b>9.479</b>	<b>8.151</b>	<b>29.589</b>	<b>56.666</b>	<b>124.874</b>
3.1 A	68	7.851	7.877	8.545	-	-	1.716	3.772	3.941	-	-	-	-	9.429
6.1 A	55	55.326	56.319	56.649	56.789	57.138	104.455	7.101	6.849	5.025	7.302	27.521	52.649	106.448
6.1 B	3	3.150	3.225	3.225	3.285	3.285	7.475	692	859	513	849	2.067	4.017	8.997
<b>Alta tensión</b>	<b>20</b>	<b>91.152</b>	<b>91.993</b>	<b>93.551</b>	<b>93.579</b>	<b>93.579</b>	<b>119.336</b>	<b>10.574</b>	<b>15.759</b>	<b>18.945</b>	<b>31.684</b>	<b>37.869</b>	<b>186.544</b>	<b>301.375</b>
6.2	20	91.152	91.993	93.551	93.579	93.579	119.336	10.574	15.759	18.945	31.684	37.869	186.544	301.375
6.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>337</b>	<b>162.457</b>	<b>163.668</b>	<b>166.198</b>	<b>153.653</b>	<b>154.002</b>	<b>231.266</b>	<b>21.506</b>	<b>30.004</b>	<b>32.925</b>	<b>39.835</b>	<b>67.458</b>	<b>243.210</b>	<b>434.937</b>

Clientes acogidos al RD 900/2015. Información relativa a los cargos														
Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (KW). Previsión 2017						Energía consumida por periodo horario (MWh). Previsión 2017							
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	
<b>Baja tensión</b>	<b>191</b>	<b>4.474</b>	<b>3.978</b>	<b>3.914</b>			<b>523</b>	<b>1.193</b>	<b>251</b>				<b>1.968</b>	
2.0 A	57	249					84						84	
2.0 A DHA	59	314					112	113					224	
2.0 A DHS	4	25					8	3	1				12	
2.1 A	7	69					28						28	
2.1 A DHA	9	111					17	24					40	
2.1 A DHS	-	-					-	-	-				-	
3.0 A	55	3.706	3.978	3.914			276	1.054	250				1.580	
<b>Media tensión</b>	<b>126</b>	<b>85.250</b>	<b>86.341</b>	<b>87.247</b>	<b>79.534</b>	<b>79.883</b>	<b>126.823</b>	<b>25.871</b>	<b>31.162</b>	<b>18.709</b>	<b>26.264</b>	<b>98.656</b>	<b>192.561</b>	<b>393.223</b>
3.1 A	68	7.294	7.317	7.893			990	1.987	1.916					4.893
6.1 A	55	74.806	75.799	76.129	76.249	76.598	119.348	23.323	27.560	15.349	24.267	89.634	168.369	348.501
6.1 B	3	3.150	3.225	3.225	3.285	3.285	7.475	1.558	1.615	1.445	1.997	9.022	24.192	39.829
<b>Alta tensión</b>	<b>20</b>	<b>96.565</b>	<b>97.406</b>	<b>98.678</b>	<b>98.706</b>	<b>98.706</b>	<b>122.236</b>	<b>26.404</b>	<b>39.067</b>	<b>24.986</b>	<b>48.393</b>	<b>138.218</b>	<b>262.145</b>	<b>539.214</b>
6.2	20	96.565	97.406	98.678	98.706	98.706	122.236	26.404	39.067	24.986	48.393	138.218	262.145	539.214
6.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>337</b>	<b>186.289</b>	<b>187.725</b>	<b>189.839</b>	<b>178.240</b>	<b>178.589</b>	<b>249.059</b>	<b>52.798</b>	<b>71.422</b>	<b>43.947</b>	<b>74.657</b>	<b>236.875</b>	<b>454.706</b>	<b>934.404</b>

Fuente: CNMC

## 2.1.2. Previsión 2018

En el Cuadro 5 se muestran la demanda en b.c. prevista por la CNMC para 2018 desagregada por subsistema. Se estima que la demanda en b.c. del sistema nacional alcanzará 270.645 GWh, un 0,9% superior a la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2017, con aumentos moderados en todos los subsistemas.



**Cuadro 5. Previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para 2018**

Sistema	Previsión CNMC de cierre 2017		Previsión CNMC 2018	
	GWh	% variación 17 respecto 16	GWh	% variación 18 sobre 17
<b>Peninsular</b>	<b>252.892</b>	<b>1,2%</b>	<b>255.140</b>	<b>0,9%</b>
<b>No peninsular</b>	<b>15.289</b>	<b>2,9%</b>	<b>15.505</b>	<b>1,4%</b>
Baleares	5.954	2,1%	6.086	2,2%
Canarias	8.918	1,6%	8.996	0,9%
Ceuta	207	-1,7%	208	0,4%
Melilla	210	0,9%	214	2,0%
<b>Total Nacional</b>	<b>268.181</b>	<b>1,2%</b>	<b>270.645</b>	<b>0,9%</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 6 se muestra la previsión para 2018 de la demanda en consumo desagregada por subsistema. En 2018 se espera un incremento inferior de la demanda al previsto para el cierre de 2017, en línea con las previsiones económicas elaboradas por distintos agentes (inferiores a las previstas para el cierre de 2017).

**Cuadro 6. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para 2018 desagregada por subsistema y peaje de acceso**

Previsión de cierre 2017 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>102.274</b>	<b>3.980</b>	<b>4.918</b>	<b>129</b>	<b>138</b>	<b>111.439</b>
2.0 A	51.445	1.800	2.561	63	72	55.942
2.0 A DHA	10.553	258	237	0	1	11.049
2.0 A DHS	38	0	3	-	0	42
2.1 A	4.941	226	332	5	9	5.513
2.1 A DHA	2.811	81	96	0	1	2.990
2.1 A DHS	10	0	0	-	-	10
3.0 A	32.476	1.614	1.689	60	55	35.895
<b>Media tensión</b>	<b>71.064</b>	<b>1.338</b>	<b>3.238</b>	<b>61</b>	<b>68</b>	<b>75.769</b>
3.1 A	15.081	428	763	13	18	16.302
6.1 A	50.921	911	2.475	48	50	54.405
6.1 B	5.061	-	-	-	-	5.061
<b>Alta tensión</b>	<b>53.344</b>	<b>115</b>	<b>134</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>53.593</b>
6.2	17.738	115	134	-	-	17.987
6.3	11.026	-	-	-	-	11.026
6.4 (1)	24.581	-	-	-	-	24.581
<b>Total</b>	<b>226.682</b>	<b>5.433</b>	<b>8.290</b>	<b>190</b>	<b>205</b>	<b>240.801</b>

Previsión 2018 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>102.702</b>	<b>4.084</b>	<b>4.938</b>	<b>130</b>	<b>136</b>	<b>111.990</b>
2.0 A	50.061	1.764	2.485	64	72	54.446
2.0 A DHA	12.038	343	304	0	1	12.686
2.0 A DHS	42	1	4	-	0	46
2.1 A	4.799	220	327	5	9	5.359
2.1 A DHA	2.867	94	103	0	1	3.066
2.1 A DHS	10	0	1	-	-	11
3.0 A	32.885	1.663	1.714	61	53	36.376
<b>Media tensión</b>	<b>71.767</b>	<b>1.352</b>	<b>3.287</b>	<b>61</b>	<b>73</b>	<b>76.540</b>
3.1 A	15.188	441	763	13	20	16.425
6.1 A	51.532	911	2.523	49	53	55.068
6.1 B	5.047	-	-	-	-	5.047
<b>Alta tensión</b>	<b>54.229</b>	<b>117</b>	<b>138</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>54.484</b>
6.2	17.794	117	138	-	-	18.049
6.3	11.462	-	-	-	-	11.462
6.4 (1)	24.973	-	-	-	-	24.973
<b>Total</b>	<b>228.697</b>	<b>5.553</b>	<b>8.363</b>	<b>191</b>	<b>209</b>	<b>243.014</b>

% variación 2018 sobre 2017						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>0,4%</b>	<b>2,6%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,5%</b>	<b>-1,1%</b>	<b>0,5%</b>
2.0 A	-2,7%	-2,0%	-3,0%	0,5%	0,2%	-2,7%
2.0 A DHA	14,1%	33,1%	28,5%	0,6%	37,0%	14,8%
2.0 A DHS	9,7%	13,0%	29,0%	-	0,0%	11,2%
2.1 A	-2,9%	-3,0%	-1,5%	0,5%	1,3%	-2,8%
2.1 A DHA	2,0%	16,2%	7,7%	0,6%	-7,6%	2,6%
2.1 A DHS	5,7%	-17,0%	30,0%	-	-	6,1%
3.0 A	1,3%	3,0%	1,5%	0,5%	-3,5%	1,3%
<b>Media tensión</b>	<b>1,0%</b>	<b>1,0%</b>	<b>1,5%</b>	<b>0,3%</b>	<b>8,1%</b>	<b>1,0%</b>
3.1 A	0,7%	3,1%	0,0%	0,5%	14,1%	0,8%
6.1 A	1,2%	0,0%	2,0%	0,2%	6,0%	1,2%
6.1 B	-0,3%	-	-	-	-	-0,3%
<b>Alta tensión</b>	<b>1,7%</b>	<b>1,8%</b>	<b>3,0%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1,7%</b>
6.2	0,3%	1,8%	3,0%	-	-	0,3%
6.3	4,0%	-	-	-	-	4,0%
6.4 (1)	1,6%	-	-	-	-	1,6%
<b>Total</b>	<b>0,9%</b>	<b>2,2%</b>	<b>0,9%</b>	<b>0,4%</b>	<b>2,0%</b>	<b>0,9%</b>

Fuente: CNMC

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

En el Cuadro 7 se resumen las previsiones de la CNMC relativas al número de clientes, potencia contratada y consumo por periodo horario para el ejercicio 2018. Se estima que en 2018 se mantendrán las tendencias previstas para el cierre del ejercicio 2017, esto es, con carácter general, las potencias contratadas se mantendrán constantes y se esperan aumentos de la demanda moderados en todos los grupos tarifarios, con la excepción de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW sin discriminación horaria, motivado por el traslado de estos consumidores a peajes con discriminación horaria.

**Cuadro 7. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso previstos por la CNMC para 2018. Sistema Nacional**

	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2017						Energía consumida por periodo horario (GWh). Previsión 2017						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
<b>Baja tensión</b>	<b>28.979.827</b>	<b>142.543</b>	<b>21.056</b>	<b>21.060</b>				<b>74.005</b>	<b>28.818</b>	<b>8.616</b>				<b>111.439</b>
2.0 A	24.721.714	99.902						55.942	4.177	6.872				55.942
2.0 A DHA	2.671.330	12.582						12	11	18				11.049
2.0 A DHS	5.439	30						5.513						42
2.1 A	653.534	8.071						1.070	1.920					2.990
2.1 A DHA	177.671	2.206						4	3					10
2.1 A DHS	727	9						7.287	20.012	8.595				35.895
3.0 A	749.411	19.743	21.056	21.060				<b>8.505</b>	<b>13.175</b>	<b>10.202</b>	<b>6.174</b>	<b>7.880</b>	<b>29.833</b>	<b>75.769</b>
<b>Media tensión</b>	<b>108.638</b>	<b>18.943</b>	<b>19.818</b>	<b>21.181</b>	<b>13.539</b>	<b>13.699</b>	<b>19.283</b>	<b>8.505</b>	<b>13.175</b>	<b>10.202</b>	<b>6.174</b>	<b>7.880</b>	<b>29.833</b>	<b>75.769</b>
3.1 A	87.870	5.920	6.539	7.746				3.340	6.569	6.394				16.302
6.1 A	19.590	11.896	12.094	12.246	12.343	12.489	17.648	4.724	6.016	3.466	5.611	7.181	27.407	54.405
6.1 B	1.178	1.127	1.185	1.189	1.196	1.210	1.635	441	590	342	562	698	2.426	5.061
<b>Alta tensión</b>	<b>2.683</b>	<b>8.405</b>	<b>8.964</b>	<b>9.229</b>	<b>9.474</b>	<b>9.542</b>	<b>11.769</b>	<b>3.435</b>	<b>4.956</b>	<b>2.746</b>	<b>4.707</b>	<b>6.146</b>	<b>31.602</b>	<b>53.593</b>
6.2	1.627	3.051	3.165	3.209	3.227	3.251	4.210	1.293	1.793	985	1.653	2.116	10.148	17.987
6.3	434	1.710	1.895	1.913	2.011	2.029	2.389	655	975	561	964	1.260	6.610	11.026
6.4 (1)	622	3.644	3.904	4.107	4.237	4.261	5.171	1.487	2.189	1.201	2.090	2.771	14.844	24.581
<b>Total</b>	<b>29.091.149</b>	<b>169.892</b>	<b>49.898</b>	<b>51.471</b>	<b>23.013</b>	<b>23.241</b>	<b>31.052</b>	<b>85.944</b>	<b>46.950</b>	<b>21.565</b>	<b>10.881</b>	<b>14.026</b>	<b>61.435</b>	<b>240.801</b>

	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2018						Energía consumida por periodo horario (MWh). Previsión 2018						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
<b>Baja tensión</b>	<b>29.376.176</b>	<b>143.129</b>	<b>21.007</b>	<b>21.010</b>				<b>73.133</b>	<b>30.123</b>	<b>8.734</b>				<b>111.990</b>
2.0 A	24.477.677	98.432						54.446	4.829	7.858				54.446
2.0 A DHA	3.306.527	15.148						14	12	20				12.686
2.0 A DHS	6.840	37						5.359	7.910					46
2.1 A	640.328	7.910						1.097	1.969					5.359
2.1 A DHA	186.072	2.297						4	4					3.066
2.1 A DHS	806	10						7.384	20.280	8.711				11
3.0 A	757.925	19.295	21.007	21.010				<b>8.606</b>	<b>13.297</b>	<b>10.270</b>	<b>6.241</b>	<b>7.965</b>	<b>30.161</b>	<b>76.540</b>
<b>Media tensión</b>	<b>109.466</b>	<b>18.990</b>	<b>19.880</b>	<b>21.247</b>	<b>13.597</b>	<b>13.757</b>	<b>19.363</b>	<b>8.606</b>	<b>13.297</b>	<b>10.270</b>	<b>6.241</b>	<b>7.965</b>	<b>30.161</b>	<b>76.540</b>
3.1 A	88.429	5.857	6.544	7.754				3.386	6.620	6.420				16.425
6.1 A	19.836	12.006	12.151	12.304	12.401	12.547	17.728	4.780	6.089	3.509	5.680	7.269	27.742	55.068
6.1 B	1.200	1.127	1.185	1.190	1.196	1.210	1.636	440	588	341	561	696	2.419	5.047
<b>Alta tensión</b>	<b>2.695</b>	<b>8.350</b>	<b>8.968</b>	<b>9.235</b>	<b>9.485</b>	<b>9.553</b>	<b>11.783</b>	<b>3.488</b>	<b>5.034</b>	<b>2.791</b>	<b>4.784</b>	<b>6.247</b>	<b>32.140</b>	<b>54.484</b>
6.2	1.631	3.040	3.154	3.198	3.215	3.240	4.196	1.297	1.799	988	1.660	2.123	10.182	18.049
6.3	430	1.718	1.900	1.918	2.016	2.034	2.395	682	1.014	584	1.003	1.309	6.872	11.462
6.4 (1)	634	3.592	3.915	4.120	4.254	4.279	5.192	1.509	2.222	1.219	2.122	2.814	15.086	24.973
<b>Total</b>	<b>29.488.337</b>	<b>170.469</b>	<b>49.856</b>	<b>51.491</b>	<b>23.082</b>	<b>23.310</b>	<b>31.146</b>	<b>85.227</b>	<b>48.454</b>	<b>21.795</b>	<b>11.025</b>	<b>14.212</b>	<b>62.301</b>	<b>243.014</b>

% variación 2018 sobre 2017														
	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario						Energía consumida por periodo horario						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
<b>Baja tensión</b>	<b>1,4%</b>	<b>0,4%</b>	<b>-0,2%</b>	<b>-0,2%</b>				<b>-1,2%</b>	<b>4,5%</b>	<b>1,4%</b>				<b>0,5%</b>
2.0 A	-1,0%	-1,5%						-2,7%	15,6%	14,3%				-2,7%
2.0 A DHA	23,8%	20,4%						11,1%	11,0%	11,4%				14,8%
2.0 A DHS	25,8%	23,5%						-2,8%						11,2%
2.1 A	-2,0%	-2,0%						2,6%	2,5%					-2,8%
2.1 A DHA	4,7%	4,1%						6,5%	6,0%	5,7%				2,6%
2.1 A DHS	10,8%	10,3%						6,5%	6,0%	5,7%				6,1%
3.0 A	1,1%	-2,3%	-0,2%	-0,2%				1,3%	1,3%	1,3%				1,3%
<b>Media tensión</b>	<b>0,8%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,4%</b>	<b>1,2%</b>	<b>0,9%</b>	<b>0,7%</b>	<b>1,1%</b>	<b>1,1%</b>	<b>1,1%</b>	<b>1,0%</b>
3.1 A	0,6%	-1,1%	0,1%	0,1%				1,4%	0,8%	0,4%				0,8%
6.1 A	1,3%	0,9%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
6.1 B	1,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,3%	-0,3%	-0,3%	-0,3%	-0,3%	-0,3%	-0,3%
<b>Alta tensión</b>	<b>0,4%</b>	<b>-0,7%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,1%</b>	<b>1,5%</b>	<b>1,6%</b>	<b>1,6%</b>	<b>1,6%</b>	<b>1,6%</b>	<b>1,6%</b>	<b>1,7%</b>
6.2	0,2%	-0,3%	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-0,4%	0,3%	0,3%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%	0,3%
6.3	-0,9%	0,4%	0,2%	0,2%	0,3%	0,3%	0,3%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
6.4 (1)	1,9%	-1,4%	0,3%	0,3%	0,4%	0,4%	0,4%	1,5%	1,5%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%
<b>Total</b>	<b>1,4%</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,3%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>3,2%</b>	<b>1,1%</b>	<b>1,3%</b>	<b>1,3%</b>	<b>1,4%</b>	<b>0,9%</b>

Fuente: CNMC

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Finalmente, en el Cuadro 8 se presentan las variables de facturación previstas para 2018 de los clientes acogidos al Real Decreto 900/2015, de 9 de diciembre.

**Cuadro 8. Previsión de las empresas distribuidoras del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para 2018 de los clientes acogidos a autoconsumo**

Clientes acogidos al RD 900/2015. Información relativa a los peajes de acceso													
Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (kW). Previsión 2018						Energía consumida por periodo horario (MWh). Previsión 2018						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>266</b>	<b>6.904</b>	<b>5.942</b>	<b>6.036</b>			<b>1.972</b>	<b>4.000</b>	<b>6.619</b>				<b>12.591</b>
2.0 A	68	383					348						348
2.0 A DHA	90	503					173	302					476
2.0 A DHS	6	36					6	6	12				25
2.1 A	8	84					53	-					53
2.1 A DHA	14	178					66	113					179
2.1 A DHS	-	-					-	-					-
3.0 A	79	5.720	5.942	6.036			1.325	3.578	6.607				11.510
<b>Media tensión</b>	<b>247</b>	<b>148.369</b>	<b>150.904</b>	<b>152.993</b>	<b>136.369</b>	<b>136.725</b>	<b>20.527</b>	<b>23.278</b>	<b>19.393</b>	<b>18.537</b>	<b>69.722</b>	<b>131.645</b>	<b>283.102</b>
3.1 A	137	15.727	15.760	17.057			2.929	6.354	7.059				16.341
6.1 A	104	125.682	128.065	128.857	129.193	129.549	16.602	15.756	11.574	17.279	65.697	124.347	251.256
6.1 B	6	6.960	7.080	7.080	7.176	7.176	16.840	996	1.169	760	1.258	4.025	7.297
<b>Alta tensión</b>	<b>33</b>	<b>170.205</b>	<b>171.337</b>	<b>172.915</b>	<b>172.983</b>	<b>172.983</b>	<b>241.970</b>	<b>22.070</b>	<b>32.314</b>	<b>38.882</b>	<b>65.044</b>	<b>82.628</b>	<b>384.336</b>
6.2	33	170.205	171.337	172.915	172.983	172.983	241.970	22.070	32.314	38.882	65.044	82.628	384.336
6.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>546</b>	<b>325.478</b>	<b>328.183</b>	<b>331.944</b>	<b>309.351</b>	<b>309.707</b>	<b>481.582</b>	<b>44.569</b>	<b>59.592</b>	<b>64.893</b>	<b>83.580</b>	<b>152.350</b>	<b>515.981</b>

Clientes acogidos al RD 900/2015. Información relativa a los cargos													
Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (kW). Previsión 2018						Energía consumida por periodo horario (MWh). Previsión 2018						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>266</b>	<b>5.970</b>	<b>5.305</b>	<b>5.329</b>			<b>652</b>	<b>1.530</b>	<b>263</b>				<b>2.444</b>
2.0 A	68	273					108						108
2.0 A DHA	90	463					143	139					282
2.0 A DHS	6	33					4	2	2				8
2.1 A	8	73					38	-					38
2.1 A DHA	14	151					25	36					61
2.1 A DHS	-	-					-	-					-
3.0 A	79	4.978	5.305	5.329			333	1.353	261				1.948
<b>Media tensión</b>	<b>247</b>	<b>170.602</b>	<b>173.134</b>	<b>175.040</b>	<b>159.328</b>	<b>159.684</b>	<b>258.003</b>	<b>30.241</b>	<b>38.214</b>	<b>22.675</b>	<b>29.702</b>	<b>107.369</b>	<b>214.075</b>
3.1 A	137	14.980	15.010	16.124			1.816	3.756	3.803				9.375
6.1 A	104	148.662	151.045	151.837	152.152	152.508	241.163	26.830	32.805	17.393	27.656	98.130	189.303
6.1 B	6	6.960	7.080	7.080	7.176	7.176	16.840	1.595	1.653	1.479	2.045	9.239	24.772
<b>Alta tensión</b>	<b>33</b>	<b>176.618</b>	<b>177.750</b>	<b>179.042</b>	<b>179.110</b>	<b>179.110</b>	<b>245.870</b>	<b>30.514</b>	<b>45.638</b>	<b>29.423</b>	<b>56.198</b>	<b>149.799</b>	<b>306.041</b>
6.2	33	176.618	177.750	179.042	179.110	179.110	245.870	30.514	45.638	29.423	56.198	149.799	306.041
6.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>546</b>	<b>353.190</b>	<b>356.189</b>	<b>359.411</b>	<b>338.437</b>	<b>338.793</b>	<b>503.873</b>	<b>61.407</b>	<b>85.382</b>	<b>52.361</b>	<b>85.899</b>	<b>257.168</b>	<b>520.117</b>

Fuente: Empresas

## 2.2. Previsión de los ingresos regulados para el cierre de 2017 y 2018

A continuación se presenta la previsión de ingresos para el cierre de 2017 y 2018 para el total nacional que resulta de aplicar los peajes de la Orden ETU/1976/2016<sup>1</sup> a las variables de facturación previstas para el cierre de 2017 y para 2018. En el Anexo II del presente informe se detallan los ingresos de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2017 y 2018 desagregados por subsistema, de acuerdo a la solicitud realizada por la Dirección General de Política Energética y Minas, para cada uno de los escenarios de previsión considerados. En el Anexo III se detalla la estimación de los ingresos

<sup>1</sup> La Orden ETU/1976/2016 mantuvo los términos de potencia y energía establecidos en la Orden IET/2735/2015, Orden IET/2444/2014 y en la Orden IET/107/2014 para los peajes 6.1 B, 6.1 A y resto de peajes, respectivamente.

procedentes de los tributos incluidos en la Ley 15/2012 y de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

### 2.2.1. Previsión de cierre 2017

Los ingresos que resultan de aplicar los peajes de acceso y cargos establecidos en la Orden ETU/1976/2016 a las variables de facturación previstas por la CNMC para el cierre de 2017 ascienden a 13.312 M€ (véase Cuadro 9).

**Cuadro 9. Previsión CNMC de ingresos de acceso para el cierre de 2017**

Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación acceso a precios de la Orden ETU/1976/2016 (miles €)
<b>Baja tensión</b>	<b>111.439</b>	<b>9.987.545</b>
<i>Pc ≤ 10 kW</i>	<b>67.032</b>	<b>7.018.430</b>
2.0 A	55.942	6.263.555
2.0 DHA	11.049	752.915
2.0 DHS	42	1.960
<i>10 &lt; Pc ≤ 15 kW</i>	<b>8.513</b>	<b>878.826</b>
2.1 A	5.513	674.936
2.1 DHA	2.990	203.126
2.1 DHS	10	764
<i>Pc &gt; 15 kW</i>	<b>35.895</b>	<b>2.090.289</b>
3.0 A	35.895	2.090.289
<b>Media tensión</b>	<b>75.769</b>	<b>2.713.533</b>
3.1 A	16.302	835.272
6.1 A	54.405	1.744.754
6.1 B	5.061	133.507
<b>Alta tensión</b>	<b>53.593</b>	<b>611.135</b>
6.2	17.987	265.991
6.3	11.026	136.534
6.4 (1)	24.581	208.610
<b>Total</b>	<b>240.801</b>	<b>13.312.213</b>

Fuente: CNMC, Orden ETU/1976/2016

(1) Incluye Tránsito Tajo-Segura

Esta previsión de cierre no incluye los ingresos resultantes de la facturación por energía reactiva<sup>2</sup> (138,1 M€), los ingresos por excesos de potencia<sup>3</sup> (155,0 M€), los ingresos por los peajes aplicables a los generadores<sup>4</sup> (129,8 M€), los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto

<sup>2</sup> La facturación por energía reactiva se corresponde con la facturación por energía reactiva registrada en los últimos doce meses (agosto 2016-julio 2017).

<sup>3</sup> La facturación por excesos de potencia se corresponde con la facturación por excesos de potencia registrada en los últimos doce meses (agosto 2016-julio 2017).

<sup>4</sup> Los ingresos por los peajes aplicables a los generadores se estiman aplicando 0,5 €/MWh a la previsión de demanda en b.c. del ejercicio 2017, teniendo en cuenta los intercambios internacionales.

216/2014 (estimados en 12,3 M€, véase punto 3.3 del presente informe), los ingresos por fraude<sup>5</sup> (17,1 M€), los ingresos provenientes de los peajes por exportaciones a países no comunitarios (40,6 M€)<sup>6</sup>, los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO (1,4 M€)<sup>7</sup> y las rentas de gestión de congestión (130,0 M€)<sup>8</sup>.

Adicionalmente, se indica que según la información disponible en la base de datos de liquidaciones el 61% de los clientes acogidos al RD 900/2015, cuyo autoconsumo representa el 99% del autoconsumo registrado en la liquidación 8/2017, está exento de la aplicación de cargos por autoconsumo y que del resto de los suministros acogidos a autoconsumo únicamente son facturados por un término de cargo variable<sup>9</sup>. En consecuencia, no se han considerado ingresos por este concepto<sup>10</sup>.

Los ingresos totales de acceso previstos para el ejercicio 2017, resultado de considerar los conceptos anteriores, ascienden a 13.936,5 M€ (véase Cuadro 10).

---

<sup>5</sup> Como mejor previsión de los ingresos por fraude se han tomado los ingresos registrados por este concepto en 2016.

<sup>6</sup> Los ingresos por peajes de exportaciones a países no comunitarios son el resultado de la facturación real para el periodo enero-julio de 2017, según información de la base de datos de liquidaciones, y la facturación prevista para el periodo agosto-diciembre de 2017 que resulta de aplicar los precios de la Orden ETU/1976/2016 a la previsión de energía para este periodo del OS, suponiendo la misma estructura de potencias contratadas y energía consumida por periodo que la registrada en el mismo periodo de 2016.

<sup>7</sup> Como mejor previsión de los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO se han tomado los ingresos registrados en el periodo comprendido entre julio de 2016 y junio de 2017, última información disponible en la base de datos de liquidaciones.

<sup>8</sup> Las rentas de gestión de restricciones en conexiones internacionales para el cierre del ejercicio 2017 se han estimado aplicando la media móvil de doce meses a julio de 2017 (19,4%) a los ingresos registrados en los últimos doce meses (julio 2016-junio 2017).

<sup>9</sup> Las distintas configuraciones de los equipos de medida unido a la diferente definición de potencia de aplicación de cargos hacen que, conforme a las Disposiciones transitorias primera y cuarta del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, la facturación por el término fijo sea nula.

<sup>10</sup> A la fecha de elaboración de este informe (Liquidación provisional 8/2017) los ingresos por la aplicación de cargos asciende a 28 miles €.

**Cuadro 10. Ingresos totales de acceso previstos para el cierre de 2017**

	Ingresos de acceso (miles €)
<b><i>Ingresos por peajes de consumidores</i></b>	<b>13.605.305</b>
Facturación de peajes	13.312.213
Facturación energía reactiva	138.067
Facturación excesos de potencia	155.025
<b><i>Ingresos por peajes de generadores</i></b>	<b>129.766</b>
<b><i>Ingresos por cargos al autoconsumo</i></b>	<b>-</b>
<b><i>Ingresos de conexiones internacionales</i></b>	<b>172.064</b>
Ingresos por exportaciones	40.643
Ingresos acuerdo ETSO	1.387
Rentas de gestión de restricciones	130.034
<b><i>Ingresos de clientes en régimen transitorio</i></b>	<b>12.250</b>
<b><i>Ingresos por fraude</i></b>	<b>17.136</b>
<b>Total ingresos de acceso</b>	<b>13.936.521</b>

Fuente: CNMC y Orden ETU/1976/2016

Por último, se estiman en 3.298 M€ los ingresos externos a los peajes, procedentes de la recaudación derivada de los tributos y cánones incluidos en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre (2.920 M€) y del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero (378 M€), conforme a la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

No obstante lo anterior, la Ley 3/2017, de 27 de junio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2017 establece en 3.010 M€ el límite presupuestario de los ingresos derivados de la Ley 15/2012 (2.650 M€ por los tributos y cánones y 360 M€ por las subastas de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero), si bien en la Disposición adicional centésima décima séptima se prevé la ampliación de crédito hasta la recaudación efectiva.

En el Cuadro 11 se comparan los ingresos totales para la financiación de los costes del sistema previstos para el cierre del ejercicio 2017 según la Orden ETU/1976/2016 y los previstos por la CNMC.

Se observa que los ingresos procedentes de peajes de acceso resultan un 0,1% (-19,5 M€) inferiores a los previstos en la Orden ETU/1976/2016, motivado, fundamentalmente, por los menores ingresos por peajes de acceso de consumidores (-69,5 M€), parcialmente compensado por unos ingresos procedentes de la conexiones internacionales superiores a las inicialmente previstas (+42,8 M€). Esta reducción en los ingresos por peajes de acceso a

los consumidores se debe a una evolución de la potencia de los consumidores acogidos a los peajes 2.0 A y 3.0 A más desfavorable a la inicialmente prevista en los peajes.

Asimismo, se observa que, con los límites fijados en la Ley 3/2017, de 27 de junio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2017, los ingresos procedentes de las subastas de los derechos de CO<sub>2</sub> resultan inferiores en un 20% a los previstos en la Orden ETU/1976/2016 y los ingresos procedentes de la Ley 15/2012 resultan un 2% inferiores a los previstos en la Orden ETU/1976/2016.

Como resultado de lo anterior, los ingresos totales previstos para el cierre del ejercicio 2017 resultan 164 M€ inferiores a los previstos en la Orden ETU/1976/2016.

**Cuadro 11. Ingresos totales previstos en la Orden ETU/1976/2016 para 2017 e ingresos previstos por la CNMC para el cierre de 2017**

Ingresos de regulados (miles €)	Previsión anual 2017 Orden ETU/1976/2016 [ 1 ]	Previsión cierre 2017 [ 2 ]	Diferencia [ 2 ] - [ 1 ]	% variación [ 2 ] sobre [ 1 ]
<b>Ingresos por peajes de acceso (A)</b>	<b>13.956.043</b>	<b>13.936.521</b>	<b>- 19.522</b>	<b>-0,1%</b>
Ingresos por peajes de consumidores	13.674.889	13.605.305	- 69.584	-0,5%
Ingresos por peajes a generadores	130.000	129.766	- 234	-0,2%
Ingresos por cargos al autoconsumo	-	-	-	
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	11.854	12.250	396	3,3%
Ingresos por fraude	10.000	17.136	7.136	71,4%
Ingresos de conexiones internacionales	129.300	172.064	42.764	33,1%
<b>Ingresos externos a peajes (B)</b>	<b>3.154.510</b>	<b>3.010.000</b>	<b>- 144.510</b>	<b>-4,6%</b>
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.704.510	2.650.000	- 54.510	-2,0%
Ingresos subastas CO2	450.000	360.000	- 90.000	-20,0%
<b>Total ingresos regulados (A) + (B)</b>	<b>17.110.553</b>	<b>16.946.521</b>	<b>- 164.032</b>	<b>-1,0%</b>

Fuente: CNMC y Orden ETU/1976/2016

## 2.2.2. Previsión 2018

En el Cuadro 12 se muestra el resultado de aplicar a las variables de facturación previstas para el ejercicio 2018 (ver Cuadro 7) los peajes de acceso establecidos en la Orden ETU/1976/2016. Los ingresos previstos para 2018 ascienden a 13.320 M€, importe similar al previsto para el cierre del ejercicio 2017 (13.312 M€), motivado, por una parte, porque se espera un movimiento de los consumidores conectados en baja tensión con potencias contratadas inferior a 15 kW de peajes sin discriminación horaria hacia peajes con



discriminación horaria y, por otra parte, porque el aumento de la demanda de los consumidores conectados en media y alta tensión es parcialmente compensado por la contracción de la potencia contratada.

**Cuadro 12. Ingresos de acceso resultantes de facturar a las variables de facturación previstas para 2018 los peajes establecidos en la Orden ETU/1976/2016**

Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación acceso a precios de la Orden ETU/1976/2016 (miles €)
<b>Baja tensión</b>	<b>111.990</b>	<b>9.982.645</b>
<b><i>Pc ≤ 10 kW</i></b>	<b>67.179</b>	<b>7.037.206</b>
2.0 A	54.446	6.141.780
2.0 DHA	12.686	893.108
2.0 DHS	46	2.319
<b><i>10 &lt; Pc ≤ 15 kW</i></b>	<b>8.436</b>	<b>869.667</b>
2.1 A	5.359	658.939
2.1 DHA	3.066	209.899
2.1 DHS	11	829
<b><i>Pc &gt; 15 kW</i></b>	<b>36.376</b>	<b>2.075.772</b>
3.0 A	36.376	2.075.772
<b>Media tensión</b>	<b>76.540</b>	<b>2.724.692</b>
3.1 A	16.425	833.295
6.1 A	55.068	1.757.956
6.1 B	5.047	133.441
<b>Alta tensión</b>	<b>54.484</b>	<b>613.009</b>
6.2	18.049	265.541
6.3	11.462	138.332
6.4 (1)	24.973	209.136
<b>Total</b>	<b>243.014</b>	<b>13.320.346</b>

Fuente: CNMC y Orden ETU/1976/2016

(1) Incluye Tránsito Tajo-Segura

Dichas previsiones no incluyen los ingresos por la facturación de energía reactiva<sup>11</sup> (138,2 M€), excesos de potencia<sup>12</sup> (155,0 M€), peajes de acceso aplicables a la generación<sup>13</sup> (130,0 M€), los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 (véase epígrafe 3.3 del

<sup>11</sup> Se estima que la facturación por energía reactiva de 2018 se incrementará en la misma proporción que los ingresos por peajes y cargos de los consumidores (0,1%).

<sup>12</sup> En 2018 se estima que se mantendrá la facturación por excesos de potencia prevista para el cierre del ejercicio 2017, en la medida en que se ha frenado la tendencia decreciente de la potencia contratada de los consumidores acogidos al peaje 6.1 A y 6.1 B, cuya facturación representa el 82% del total de facturación por excesos de potencia.

<sup>13</sup> Los ingresos por los peajes aplicables a los generadores se estiman aplicando 0,5 €/MWh a la previsión de demanda en b.c. del 2018, teniendo en cuenta los intercambios internacionales.

presente informe) (11,5 M€), los ingresos por fraude<sup>14</sup> (17,1 M€), ingresos provenientes de los peajes por exportaciones a países no comunitarios<sup>15</sup> (40,1 M€), ingresos o costes derivados del acuerdo ESTO (1,4 M€) ni las rentas de gestión de congestión<sup>16</sup> (130,0 M€).

Análogamente a lo considerado para previsión de cierre del ejercicio 2017, se estiman nulos los ingresos por la aplicación de cargos a los consumidores acogidos al RD 900/2015.

Los ingresos regulados previstos para el ejercicio 2018, resultado de considerar los conceptos anteriores, ascienden a 13.944 M€, un 0,1% superiores a los previstos para el cierre de 2017 (Véase Cuadro 13).

**Cuadro 13. Ingresos totales de acceso previstos para el cierre de 2017 y 2018.**

Ingresos acceso (miles €)	Previsión cierre 2017 (A)	Previsión 2018 (B)	(B) - (A) (miles €)	%variación (B) sobre (A)
<b>Ingresos por peajes de consumidores</b>	<b>13.605.305</b>	<b>13.613.523</b>	<b>8.217</b>	<b>0,1%</b>
Facturación de peajes	13.312.213	13.320.346	8.133	0,1%
Facturación energía reactiva	138.067	138.151	84	0,1%
Facturación excesos de potencia	155.025	155.025	-	0,0%
<b>Ingresos por peajes de generadores</b>	<b>129.766</b>	<b>130.006</b>	<b>241</b>	<b>0,2%</b>
<b>Ingresos por cargos al autoconsumo</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Ingresos de conexiones internacionales</b>	<b>172.064</b>	<b>171.516</b>	<b>- 548</b>	<b>-0,3%</b>
Ingresos por exportaciones	40.643	40.095	- 548	-1,3%
Ingresos acuerdo ETSO	1.387	1.387	-	0,0%
Rentas de gestión de restricciones	130.034	130.034	-	0,0%
<b>Ingresos de clientes en régimen transitorio</b>	<b>12.250</b>	<b>11.510</b>	<b>- 740</b>	<b>-6,0%</b>
<b>Ingresos por fraude</b>	<b>17.136</b>	<b>17.136</b>	<b>-</b>	<b>0,0%</b>
<b>Total ingresos de acceso</b>	<b>13.936.521</b>	<b>13.943.691</b>	<b>7.170</b>	<b>0,1%</b>

Fuente: CNMC y Orden ETU/1976/2016

Finalmente, en 2018 se estiman en 3.329 M€ los ingresos externos a los peajes de acceso. En particular, se estima que la recaudación derivada de tributos incluidos en el apartado a) de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012 ascenderá a 2.960 M€ y los ingresos procedentes de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero ascenderán a 369,0 M€.

<sup>14</sup> Los ingresos por fraude son el resultado de mantener los importes previstos para el cierre de 2017.

<sup>15</sup> Los ingresos por peajes de exportaciones a países no comunitarios son el resultado de facturar la previsión de exportaciones a países no comunitarios del Operador del Sistema (5.517 GWh), suponiendo que las potencias contratadas por periodo y la estructura de consumos por periodo horario se corresponden con las realmente registradas en la base de datos de liquidaciones en el periodo comprendido entre agosto 2016 y julio de 2017, a los precios de la Orden ETU/1976/2016.

<sup>16</sup> Los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO y las rentas de gestión de congestión previstas para 2018 son el resultado de mantener los importes previstos para el cierre previsto de 2017.

### 2.3. Previsión de costes regulados para el cierre de 2017 y 2018

A continuación se resume la previsión de costes regulados para el cierre de 2017 y 2018. En el Anexo IV del presente informe se describen detalladamente las hipótesis que sirven de base para la estimación.

#### 2.3.1. Previsión de cierre 2017

El artículo 19 de la Ley 24/2013 establece que se entenderá que se produce un desajuste temporal si como resultado de las liquidaciones de cierre del sistema eléctrico en un ejercicio resultara un déficit o un superávit. Los desajustes por déficit de ingresos en un ejercicio no podrán superar el 2% de los ingresos del sistema estimados para dicho ejercicio, y la deuda acumulada por desajustes de ejercicios anteriores no podrá superar el 5% de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio. Los peajes, en su caso, o cargos que correspondan se revisarán al menos en un total equivalente a la cuantía en que se sobrepasen estos límites.

Además, establece que los sujetos del sistema tendrán derecho a recuperar las aportaciones por desajuste que se deriven de la liquidación de cierre, en las liquidaciones correspondientes a los cinco años siguientes al ejercicio en que se hubiera producido dicho desajuste temporal. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará en la orden por la que se establezcan los peajes de acceso a las redes y los cargos asociados a los costes del sistema, prevista en el artículo 16 de la Ley 24/2013.

En consecuencia, en este apartado se analiza, en primer lugar, el desajuste de ingresos de 2016, a efectos de establecer, en su caso, el impacto que pudiera derivarse en los ingresos y costes del ejercicio 2017. En segundo lugar, se resumen los costes previstos para 2017. En el Anexo IV del informe se detallan las hipótesis que sirven de base para la estimación.

#### Desajuste 2016

En el Cuadro 14 se muestra la previsión para la Liquidación de cierre de 2016 tomando como punto de partida el resultado de la Liquidación 14/2016<sup>17</sup>. En la liquidación de cierre de 2016 se prevén incluir las siguientes partidas:

---

<sup>17</sup> Para más información véase el *Informe de seguimiento de la Liquidación provisional 14/2016. Análisis de resultados y seguimiento mensual de la proyección anual de los ingresos y costes del sistema eléctrico*, disponible en [https://www.cnmc.es/sites/default/files/1607528\\_8.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/1607528_8.pdf)

- Impacto del punto segundo la Disposición adicional tercera de la Orden ETU/1976/2016, mediante la cual se establece que la retribución específica de las instalaciones de generación localizadas en territorio no peninsular se incorporará como extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares y, en consecuencia, se financiará en parte con cargo a los presupuestos generales del estado.
- Impacto en la retribución específica del sistema peninsular de reliquidaciones de energía de meses anteriores.
- En la medida en que el apartado 4 del artículo 72 del RD 738/2015 se establece el procedimiento cálculo de la retribución adicional que se debe incorporar en las liquidaciones provisionales a cuenta, pero no establece una provisión específica para la liquidación de cierre del sistema, se ha optado imputar en la liquidación de cierre del ejercicio 2016 el 50% de lo acreditado en despacho, según las últimas liquidaciones recibidas a la fecha.
- Impacto de la Resolución de 30 de junio de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación y del extracoste de la actividad de producción en los territorios no peninsulares correspondientes al ejercicio 2014 para los grupos titularidad del Grupo Endesa
- Impacto de la Resolución de 30 de junio de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación y del extracoste de la actividad de producción de la instalación de Cogeneración de Tenerife, SAU, correspondiente al ejercicio 2014
- Impacto de la Resolución de 30 de junio de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación y del extracoste de la actividad de producción de la instalación de Gorona del Viento (RO2-0214) correspondiente al ejercicio 2014
- Ingresos procedentes de la Ley 15/2012 correspondientes al ejercicio 2016.

Según dichas previsiones en la Liquidación de cierre de 2016 se produciría un desajuste positivo estimado en 424 M€.

**Cuadro 14. Previsión del desajuste de ingresos y costes para la Liquidación de cierre de 2016**

<b>Resultado Liquidación 14/2016 (miles €) (A)</b>	<b>- 99.427</b>
<b>Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (miles €) (B)</b>	<b>173.157</b>
Retribución RECORE SNP 2016	- 130.734
Reliquidaciones RECORE PENINSULAR	12.043
Retribución SNP 2016	212.213
Retribución adicional	146.846
Retribución específica	65.367
<b>Liquidación definitiva SNP 2014</b>	<b>79.636</b>
Grupo Endesa	79.547
Cogeneración de Tenerife, SAU	66
Gorona del Viento	23
<b>Ingresos Ley 15/2012 (miles ) (C)</b>	<b>696.315</b>
<b>Desajuste Liquidación de cierre 2016 (miles €) (A) - (B) + (C)</b>	<b>423.731</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 15 se comparan los costes de acceso y regulados previstos para 2017, según información que acompaña a la Orden ETU/1976/2016 y la previsión de cierre del ejercicio con la última información disponible por la CNMC. Respecto de los costes de acceso, se estima que resulten un 1,0% (175,6 M€) inferiores a los previstos en la Orden ETU/1976/2016, motivado, principalmente, por una menor retribución adicional de los sistemas no peninsulares (-280,2 M€) y, en menor medida, una menor retribución del transporte (-66,5 M€) y de las anualidades del déficit (-21,5 M€) respecto de las inicialmente previstas, parcialmente compensado por una mayor retribución de las instalaciones de generación RECORE (121 M€) y de la retribución de la distribución (72 M€).

Asimismo, se estima que los costes regulados previstos para 2017, resultado de considerar, además de los peajes de acceso, el saldo de los pagos por capacidad y otros costes regulados, sean un 2,6% (446,9 M€) inferiores a los previstos en la Orden ETU/1976/2016, debido principalmente a la incorporación del impacto de la Liquidación definitiva de los SNP correspondiente al ejercicio 2015.

**Cuadro 15. Comparación de los costes regulados previstos para el cierre de 2017 y los costes previstos en la Orden ETU/1976/2016**

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Orden ETU/1976/2016 [ 1 ]	Previsión Liquidación cierre 2017 [ 2 ]	Diferencia [ 2 ] - [ 1 ]	% variación [ 2 ] sobre [ 1 ]
Coste Transporte	1.735.090	1.668.598	- 66.492	-3,8%
Coste Distribución	5.157.776	5.229.752	71.976	1,4%
Retribución renovables, cogeneración y residuos	6.987.080	7.108.132	121.052	1,7%
Retribución adicional sistemas no peninsulares (SNP)	740.632	460.476	- 280.157	-37,8%
Servicio de interrumpibilidad	8.300	7.698	- 602	-7,3%
Cuotas	20.649	20.846	197	1,0%
Tasa CNMC	20.512	20.708	196	1,0%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	137	138	1	0,8%
<b>Anualidades déficit actividades reguladas</b>	<b>2.838.359</b>	<b>2.816.825</b>	<b>- 21.534</b>	<b>-0,8%</b>
<b>Costes de acceso (A)</b>	<b>17.487.886</b>	<b>17.312.326</b>	<b>- 175.560</b>	<b>-1,0%</b>
<b>Déficit (+)/ Superávit (-) Pagos por Capacidad (B)</b>	<b>- 335.062</b>	<b>- 292.005</b>	<b>43.057</b>	<b>-12,9%</b>
Ingresos Pagos por capacidad	725.062	686.117	- 38.945	-5,4%
Coste Pagos por Capacidad	390.000	394.112	4.112	1,1%
Incentivo a la inversión	223.000	224.721	1.721	0,8%
Incentivo a la disponibilidad	167.000	169.391	2.391	1,4%
<b>Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (C)</b>	<b>- 51.702</b>	<b>- 366.113</b>	<b>- 573.367</b>	<b>608,1%</b>
Liquidación definitiva SNP 2015	- 176.702	- 258.956	- 82.254	46,5%
Retribución adicional		- 280.535	- 280.535	
Retribución específica sep-dic 2015		21.579	21.579	
Retribución RECORE SNP 2015		- 43.157	- 43.157	
DT8ª Real Decreto 413/2014		- 64.000	- 64.000	
Fondo de contingencias	125.000		- 125.000	-100,0%
<b>Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)</b>	<b>17.101.122</b>	<b>16.654.207</b>	<b>- 446.914</b>	<b>-2,6%</b>

Fuentes: CNMC, Orden ETU/1976/2016 y escandallo que le acompaña.

A continuación se describen brevemente las principales diferencias entre los costes previstos para el cierre del ejercicio y los de la Orden ETU/1976/2016.

- *Retribución del transporte*

El pasado 31 de julio se recibió en la CNMC la “Propuesta de Orden por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2017”, respecto de la que la Sala de Supervisión Regulatoria emitió el correspondiente informe preceptivo<sup>18</sup> el pasado 5 de octubre de 2017. Teniendo en cuenta las consideraciones recogidas en el citado informe la retribución de la actividad del transporte prevista para el cierre del ejercicio 2017 ascendería a 1.668.598 miles de €.

<sup>18</sup> Informe disponible en [https://www.cnmc.es/listado/sucesos\\_energia\\_informes\\_propuestas\\_normativas/block/250](https://www.cnmc.es/listado/sucesos_energia_informes_propuestas_normativas/block/250)

- *Retribución de la distribución*

El 16 de marzo de 2017 la Sala de Supervisión Regulatoria aprobó el informe INF/DE/161/16 sobre la propuesta provisional de retribución a reconocer a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para el ejercicio 2017. En tanto en cuanto no se disponga de mejor información, el cierre para el ejercicio 2017 para la retribución del ejercicio 2017 asciende a 5.229.752 miles de €.

Al respecto se indica que dicha cifra basada en la retribución de la Orden IET/980/2016 es susceptible de ser modificada una vez se resuelva el procedimiento de declaración de lesividad para el interés público de 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, anunciado en el BOE el 15 de septiembre de 2017.

- *Retribución de la producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos (RECORE)*

Se estima en 7.108 M€ la retribución de la producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos prevista para el cierre del ejercicio 2017, cifra 121,1 M€ superior a la prevista en la Orden ETU/1976/2016. Se indica que 7.041 M€ se corresponde con la retribución específica de las instalaciones localizadas en el sistema peninsular y 67,1 M€ se corresponde con el 50% de la retribución de las instalaciones localizadas en territorio no peninsular.

Por otra parte, se ha considerado el impacto del punto primero de la Disposición adicional tercera de la Orden ETU/1976/2016 en la liquidación definitiva de los SNP del ejercicio 2015 y, coherentemente, en la retribución específica de ese mismo ejercicio.

Finalmente, se estiman en 64,2 M€ el impacto de las reliquidaciones de la DT8ª del RD 413/2014 en el ejercicio 2017, impacto no considerado en la Orden ETU/1976/2016.

- *Retribución específica de los sistemas eléctricos no peninsulares (SNP)*

Se estima que la retribución adicional de los SENP correspondiente al ejercicio 2017 alcanzará 921 M€, de cuyo importe el 50% (460,5 M€) será financiada con cargo a los peajes de acceso, según establece la Disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013. La retribución de los SENP resulta 280,2 M€ inferior a la prevista en la Orden ETU/1976/2016 motivado, por una parte, por que en la citada Orden se mantuvo el importe previsto para el ejercicio anterior y, por otra parte, por reducción de los costes de combustible fósiles.



- *Anualidades para la financiación del déficit*

Desde la publicación de la Orden ETU/1976/2016 hasta el 10 de octubre de 2017 se han registrado nuevas emisiones de FADE (emisiones 68<sup>a</sup> a 70<sup>a</sup>) y una amortización de bonos. La anualidad correspondiente a FADE tras dichas emisiones asciende a 2.163.488.309,87 € cifra inferior en 21,5 M€ a la incluida en la Orden ETU/1976/2016 (2.185.022.402,16 €)

Cabe indicar que FADE debe realizar al menos una emisión adicional en 2017 para hacer frente a sus vencimientos de fecha 17 de diciembre de 2017, por lo que esta previsión deberá ser nuevamente ajustada antes del cierre de este año.

- *Saldo de los pagos por capacidad*

Según la última información disponible por la CNMC, el superávit de los pagos por capacidad asciende a 292 M€, cifra inferior en 43,1 M€, a la prevista en Orden ETU/1976/2016, según la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden.

### **2.3.2. Previsión 2018**

Análogamente a la previsión de cierre de 2017, en este apartado se analiza, en primer lugar, el desajuste entre ingresos y costes 2017, a efectos de establecer, en su caso, el impacto que pudiera derivarse en los ingresos y costes del ejercicio 2018. En segundo lugar, se resumen los costes previstos para 2018. En el Anexo IV del informe se detallan las hipótesis que sirven de base para la estimación.

#### Desajuste 2017

En el Cuadro 16 se comparan los costes de acceso e ingresos previstos para el 2017 según la Orden ETU/1976/2016 y los previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio. Según dicho escenario de previsión en 2017 se produciría un desajuste positivo estimado en 292 M€, por lo que no tendría impacto sobre el ejercicio 2018.

Al respecto cabe señalar que, como se ha señalado, la Disposición adicional centésima décima séptima la Ley 3/2017, de 27 de junio, de Presupuestos Generales del Estado prevé la ampliación de crédito hasta la recaudación efectiva para el año 2017, en cuyo caso el desajuste positivo estimado ascendería a 581 M€.



**Cuadro 16. Previsión del desajuste temporal de ingresos y costes para el cierre de 2017 de la Orden ETU/1976/2016 y de la CNMC**

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Orden ETU/1976/2016 [ 1 ]	Liquidación cierre 2017 [ 2 ]	Diferencia [ 2 ] - [ 1 ]	% variación [ 2 ] sobre [ 1 ]
<b>Ingresos regulados (A)</b>	<b>13.956.043</b>	<b>13.936.521</b>	<b>- 19.522</b>	<b>-0,1%</b>
Ingresos por peajes de consumidores	13.674.889	13.605.305	- 69.584	-0,5%
Ingresos por peajes a generadores	130.000	129.766	- 234	-0,2%
Ingresos por cargos al autoconsumo	-	-	-	
Ingresos por fraude	10.000	17.136	7.136	71,4%
Ingresos art. 17 RD 216/2014	11.854	12.250	396	3,3%
Ingresos de conexiones internacionales	129.300	172.064	42.764	33,1%
<b>Ingresos externos a peajes (B)</b>	<b>3.154.510</b>	<b>3.010.000</b>	<b>- 144.510</b>	<b>-4,6%</b>
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.704.510	2.650.000	- 54.510	-2,0%
Ingresos subastas CO2	450.000	360.000	- 90.000	-20,0%
<b>Total ingresos regulados (C) = (A) + (B)</b>	<b>17.110.553</b>	<b>16.946.521</b>	<b>- 164.032</b>	<b>-1,0%</b>
<b>Costes regulados (D)</b>	<b>17.101.122</b>	<b>16.654.207</b>	<b>- 446.914</b>	<b>-2,6%</b>
Costes de acceso	17.487.886	17.312.326	- 175.560	-1,0%
Saldo de pagos por capacidad	- 335.062	- 292.005	43.057	-12,9%
Otros costes regulados	- 51.702	- 366.113	- 314.411	608,1%
<b>Desajuste de actividades reguladas (C) - (D)</b>	<b>9.431</b>	<b>292.314</b>	<b>282.883</b>	<b>2999,4%</b>

Fuentes: CNMC, Orden ETU/1976/2016 y Memoria que acompañó a la propuestas de Orden.

En el Cuadro 17 se comparan los costes de acceso y regulados previstos para el cierre de 2017 y 2018, teniendo en cuenta la última información disponible por la CNMC. En el Anexo IV del informe se detallan las hipótesis de cálculo.

Los costes de acceso previstos para el ejercicio 2018 se estiman en 17.405 M€, cifra que supera en 92,8 M€ (0,5%) al importe previsto para el cierre del ejercicio 2017, debido fundamentalmente al mayor coste de la retribución adicional de los SNP.

Los costes regulados previstos para 2018 se estiman en 17.191 M€, un 3,2% superiores a los previstos para el cierre del ejercicio 2017, debido a la menor incidencia de otros ingresos y costes regulados sobre el ejercicio.

**Cuadro 17. Comparación de los costes de acceso previstos para el cierre de 2017 y 2018**

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Previsión cierre 2017 [ 1 ]	Previsión 2018 [ 2 ]	Diferencia [ 2 ] - [ 1 ]	% variación [ 2 ] sobre [ 1 ]
Coste Transporte	1.668.598	1.681.760	13.162	0,8%
Coste Distribución	5.229.752	5.230.235	483	0,0%
Retribución renovables, cogeneración y residuos	7.108.132	7.108.132	-	0,0%
Retribución sistemas no peninsulares	460.476	527.569	67.094	14,6%
Servicio de interrumpibilidad	7.698	7.010	- 688	-8,9%
Cuotas	20.846	20.856	11	0,1%
Tasa CNMC	20.708	20.718	11	0,1%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	138	138	-	0,0%
<b>Anualidades déficit actividades reguladas</b>	<b>2.816.825</b>	<b>2.829.564</b>	<b>12.739</b>	<b>0,5%</b>
<b>Costes de acceso (A)</b>	<b>17.312.326</b>	<b>17.405.125</b>	<b>92.800</b>	<b>0,5%</b>
<b>Déficit (+)/ Superavit (-) Pagos por Capacidad (B)</b>	<b>- 292.005</b>	<b>- 310.534</b>	<b>- 18.529</b>	<b>6,3%</b>
Ingresos Pagos por capacidad	686.117	686.346	229	0,0%
Coste Pagos por Capacidad	394.112	375.812	- 18.300	-4,6%
Incentivo a la inversión	224.721	197.336	- 27.385	-12,2%
Incentivo a la disponibilidad	169.391	178.476	9.085	5,4%
<b>Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (C)</b>	<b>- 366.113</b>	<b>96.701</b>	<b>462.814</b>	<b>-126,4%</b>
Retribución RECORE SNP 2015	- 43.157	-	43.157	-100,0%
Liquidación definitiva SNP 2015	- 258.956	-	258.956	-100,0%
Liquidación definitiva TNP 2016	-	94.201	94.201	
DT8ª Real Decreto 413/2014	- 64.000	2.500	66.500	-103,9%
<b>Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)</b>	<b>16.654.207</b>	<b>17.191.292</b>	<b>537.085</b>	<b>3,2%</b>

Fuentes: CNMC, Orden ETU/1976/2016 y Memoria que acompañó a la propuesta de Orden.

### 3. Suministro de último recurso

#### 3.1. Información relativa a los consumidores acogidos a PVPC

En el Cuadro 18 se muestra el número de clientes, la potencia facturada y el consumo, de los consumidores acogidos a PVPC (precio voluntario de pequeño consumidor) correspondientes a los años 2016, 2017 y 2018.

Dichas previsiones han sido confeccionadas teniendo en cuenta (i) las previsiones de demanda descritas en el epígrafe 2.1 del presente informe para el cierre 2017 y 2018 y (ii) la evolución del porcentaje de consumidores que con derecho a PVPC son abastecidos por CUR de acuerdo con la información declarada por las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes en la base de datos de liquidaciones eléctricas, dado que no se dispone de información para las empresas de menos de 100.000 clientes.

En particular, para estimar el cierre de 2017 y 2018 se analiza la evolución del porcentaje del número de clientes, potencia contratada y consumo registrados en el periodo comprendido entre enero y julio de 2017 respecto del total de consumidores con derecho a PVPC, y se extrapola la tendencia registrada a la segunda parte del año 2017 y a 2018, todo ello desagregado por subsistema

peninsular, balear y canario. Posteriormente, se aplican los porcentajes obtenidos a la previsión de demanda para el cierre del ejercicio 2017 y de 2018 de cada subsistema.

Lo anterior implica, por una parte, extender para cada subsistema (peninsular, balear y canario) la relación entre los clientes acogidos a PVPC y los clientes con derecho a PVPC que se registra para las empresas con más de 100.000 clientes a las empresas con menos de 100.000. Por otra parte, no es posible estimar los clientes acogidos a PVPC en los subsistemas ceutí y melillense por no disponerse de la información necesaria para ello.

En el Anexo V se recoge esta misma información desagregada por subsistema peninsular, extrapeninsular e insular, de acuerdo con la solicitud de información de la Dirección General de Política Energética y Minas.

**Cuadro 18. Nº de clientes, potencia facturada y consumo de los consumidores acogidos a PVPC en el territorio nacional.**

<b>AÑO 2016</b>			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	12.137.795	45.941.541	24.877.450
PVPC con DHA	646.752	3.423.328	3.977.027
PVPC con DHS	2.112	11.476	22.786
<b>TOTAL</b>	<b>12.786.658</b>	<b>49.376.344</b>	<b>28.877.264</b>

<b>AÑO 2017</b>			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	11.414.641	42.841.730	23.444.868
PVPC con DHA	635.722	3.137.142	3.442.504
PVPC con DHS	2.058	11.932	21.985
<b>TOTAL</b>	<b>12.052.421</b>	<b>45.990.804</b>	<b>26.909.358</b>

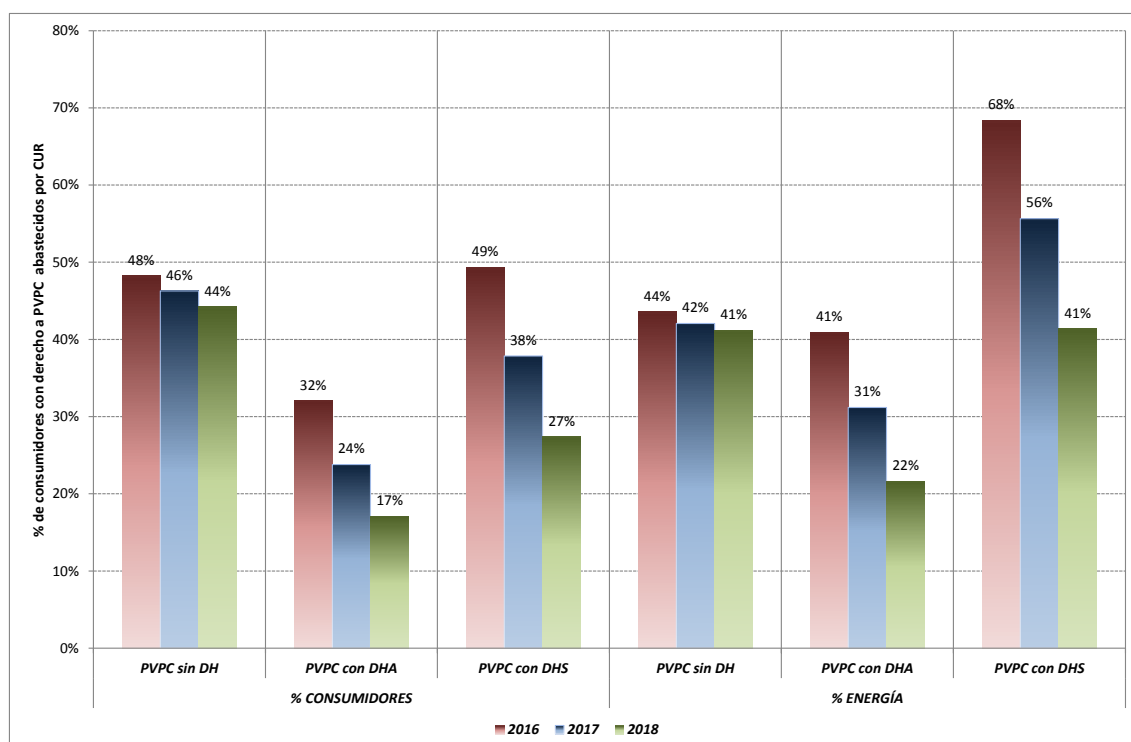
  

<b>AÑO 2018</b>			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	10.794.654	40.410.014	22.283.000
PVPC con DHA	565.654	2.780.741	2.738.034
PVPC con DHS	1.873	10.965	19.142
<b>TOTAL</b>	<b>11.362.182</b>	<b>43.201.721</b>	<b>25.040.176</b>

Fuente: Base de datos de liquidaciones y CNMC

Según dichos supuestos, se estima que en 2018, el 41% de los consumidores con potencia contratada inferior a 10 kW serán suministrados por un CUR, representando su consumo el 37,5% de la energía de consumida por dicho grupo de consumidores. En el Gráfico 1 se muestra la evolución del número de clientes y consumo respecto del total de consumidores con potencia contratada inferior a 10 kW desagregado por PVPC.

**Gráfico 1. Porcentaje de consumidores con derecho a PVPC abastecidos por CUR.**



Fuente: Base de datos de liquidaciones y CNMC

Cabe señalar que, las previsiones del número de consumidores con derecho a PVPC abastecidos por un CUR y del consumo asociado son variables de difícil previsión, al depender éstas de las ofertas comerciales de las distintas empresas, de la composición del PVPC, de la evolución del precio de mercado, así como de otros factores, por lo que se deben considerar como previsiones meramente indicativas.

### **3.2. Información relativa a los consumidores a los que se les aplica bono social**

La CNMC solicitó, el pasado mes de mayo, información a las empresas eléctricas con objeto de dar cumplimiento a las funciones que esta Comisión tiene establecidas en la normativa vigente en relación con la revisión de los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2018. Entre la información requerida no se solicitó la relativa a los consumidores a los que se aplica el

bono social<sup>19</sup>, debido a que ésta no es necesaria para la emisión del correspondiente informe sobre la actualización de los peajes de acceso a las redes.

No obstante, con objeto de dar cumplimiento a la solicitud de información requerida por la Dirección General de Política Energética y Minas se ha procedido a estimar el número de clientes, consumo y facturación, a partir de la información que facilitan las empresas comercializadoras en relación con las funciones de liquidación que esta Comisión tiene atribuidas.

En el Cuadro 19 se muestra información sobre el número de clientes, consumos y facturaciones de los suministros a los que se aplica el bono social correspondiente a 2016 y en el periodo comprendido entre enero y junio de 2017, de acuerdo con la última información disponible remitida por las empresas comercializadoras de último recurso. Se observa que, en 2016 el número de consumidores promedio acogido al bono social fue de 2.427.835, con una energía asociada de 4.245 GWh y un facturación de 522 M€. Entre enero y junio de 2017 el número de consumidores a los que se aplicó bono social ascendió a 2.397.566 un 1,2% inferior al registrado en 2016.

**Cuadro 19. Nº de clientes, consumo y facturación de los consumidores a los que se aplica bono social**

Periodo	Consumidores acogidos la TUR		Facturaciones (Miles de €)		
	Nº Consumidores (1)	Energía (MWh)	TUR	PVPC	Diferencia
2016	2.427.835	4.245.006	521.692	695.206	173.514
Enero - Junio 2017	2.397.566	2.175.898	268.665	365.005	96.339
<b>Julio 2016 - Junio 2017</b>	<b>2.406.617</b>	<b>4.337.334</b>	<b>551.572</b>	<b>741.990</b>	<b>190.417</b>

Fuente: CNMC

Nota: (1) Número de consumidores promedio del periodo considerado

La previsión para el cierre de 2017 del número de consumidores y energía asociada de los suministros a los que se aplica el bono social se ha realizado teniendo en cuenta la evolución registrada en los últimos meses. En particular, el número de consumidores a los que se aplica el bono social entre junio y diciembre de 2017 se ha estimado aplicando, por colectivo de consumidores, a la última información disponible (esto es, número de clientes con bono social en

<sup>19</sup> Con la Ley 24/2013 los consumidores acogidos a bono social pasan a ser consumidores acogidos a tarifa de último recurso, a los que se les aplica un descuento del 25% sobre el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor, denominado bono social.

junio de 2017) la tasa de variación mensual promedio de los últimos doce meses (julio 2016–junio 2017). La energía consumida mensual para este mismo periodo (julio-diciembre 2017) se ha estimado multiplicando el número de consumidores previsto en cada mes por consumo medio registrado en los mismos meses del año anterior (véase Cuadro 20). No es posible aportar la previsión de la diferencia entre la facturación de los consumidores acogidos al bono social a las tarifas de referencia del bono social y la facturación a las tarifas del PVPC prevista para el año 2017, dado que no se dispone de la información necesaria.

**Cuadro 20. Previsión del número de consumidores y energía consumida por los suministros a los que se aplica bono social**

	2016		2017	
	Nº Consumidores (Promedio)	Energía (MWh)	Nº Consumidores (Promedio)	Energía (MWh)
Consumidores con Pc < 3 kW	1.792.174	2.391.092	1.699.578	2.376.105
Desempleados	73.571	189.368	83.173	209.456
Familias numerosas	216.139	861.684	250.166	982.130
Pensionistas	322.060	770.177	335.608	818.644
Tarifa social	23.891	32.685	22.747	29.712
<b>Total</b>	<b>2.427.835</b>	<b>4.245.006</b>	<b>2.391.271</b>	<b>4.416.047</b>

Fuente: CNMC

Respecto de la previsión para 2018 del número de consumidores y energía asociada de los suministros a los que se aplica el bono social cabe señalar que no es posible su estimación en la medida en que se desconoce el impacto que pudiera derivarse de la nueva normativa. En este sentido se remite al Informe sobre el proyecto de Real Decreto por el que se regula el consumidor vulnerable de energía eléctrica, el bono social y las condiciones de suspensión del suministro para consumidores con potencia contratada igual o inferior a 10 kW, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 21 de junio de 2017.

### 3.3. Información relativa a los consumidores en régimen transitorio

Los ingresos por la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2015, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, previstos para el cierre de 2017 se estiman en 12.250 miles de €, importe equivalente a los ingresos reales registrados en el periodo comprendido entre agosto de 2016 y julio de 2017

Los ingresos previstos por este concepto para el ejercicio 2018 se estiman en 11.510 miles de €, resultado de aplicar a la previsión de cierre del ejercicio 2017 la media móvil de doce meses a julio de 2017 (-6%).

#### **4. Otra información**

##### **4.1. Información sobre el número de consumidores, consumos y potencias contratadas desagregada por Comunidades y Ciudades Autónomas**

La DGPEM ha solicitado en su escrito información sobre el número de consumidores, consumos y potencias contratadas en términos anuales y con detalle mensual, desagregada por Comunidades, a nivel de provincia, y Ciudades Autónomas para los ejercicios 2013, 2014, 2015 y 2016.

Por otra parte, la DGPEM ha solicitado en su escrito información sobre el número de consumidores, consumos y potencias contratadas por periodos y facturaciones previstas para el cierre de los ejercicios 2017 y 2018 desagregada por Comunidades y Ciudades Autónomas. En el epígrafe 2.1 y en los Anexos I y II se aporta la información requerida desagregada por subsistema peninsular, balear, canario, ceutí y melillense.

Esta Comisión no dispone de la información necesaria para desagregar las previsiones del subsistema peninsular por Comunidad Autónoma, por lo que, en su defecto, en los cuadros inferiores se aporta la información disponible en la base de datos de liquidaciones para las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes relativa al número de clientes, potencia facturada, consumo y facturación desagregada por provincia para los ejercicios 2013, 2014, 2015 y 2016.



**Cuadro 21. Número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación, desgregado por provincia. Año 2013**

Comunidad Autónoma	Provincia	2013			
		Nº clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación acceso (miles €)
<b>Andalucía</b>		<b>4.638.358</b>	<b>27.084</b>	<b>32.601</b>	<b>2.090.552</b>
	Almería	418.947	2.421	2.686	181.280
	Cádiz	566.182	3.412	4.968	254.277
	Córdoba	408.078	2.472	2.747	197.528
	Granada	561.622	2.871	3.073	221.114
	Huelva	312.166	1.901	3.381	144.317
	Jaén	403.575	2.148	2.537	173.675
	Málaga	1.032.701	5.980	5.761	445.022
	Sevilla	935.087	5.880	7.449	473.339
<b>Aragón</b>		<b>861.863</b>	<b>6.243</b>	<b>8.992</b>	<b>456.575</b>
	Huesca	148.285	1.130	2.084	81.132
	Teruel	123.607	691	824	48.985
	Zaragoza	589.971	4.422	6.084	326.458
<b>Asturias</b>	<b>Asturias</b>	<b>720.032</b>	<b>4.681</b>	<b>9.639</b>	<b>336.412</b>
<b>Baleares</b>	<b>Baleares</b>	<b>683.772</b>	<b>5.148</b>	<b>5.064</b>	<b>390.995</b>
<b>Canarias</b>		<b>1.141.148</b>	<b>6.447</b>	<b>7.841</b>	<b>508.403</b>
	Las Palmas	593.364	3.580	4.549	286.441
	Santa Cruz de Tenerife	547.784	2.868	3.292	221.962
<b>Cantabria</b>	<b>Cantabria</b>	<b>423.195</b>	<b>2.628</b>	<b>4.032</b>	<b>182.470</b>
<b>Castilla La Mancha</b>		<b>1.346.883</b>	<b>8.327</b>	<b>10.026</b>	<b>633.589</b>
	Albacete	230.540	1.526	1.862	121.135
	Ciudad Real	325.803	1.901	2.168	146.460
	Cuenca	147.780	915	930	64.848
	Guadalajara	180.664	1.202	1.707	80.421
	Toledo	462.096	2.784	3.359	220.724
<b>Castilla y León</b>		<b>1.590.402</b>	<b>10.135</b>	<b>11.850</b>	<b>722.507</b>
	Ávila	115.347	744	635	49.622
	Burgos	215.409	1.629	2.301	115.703
	León	325.186	1.850	1.985	129.798
	Palencia	105.590	693	931	49.706
	Salamanca	211.482	1.367	1.393	96.669
	Segovia	137.707	736	832	54.344
	Soria	71.317	531	637	35.523
	Valladolid	278.484	1.835	2.455	139.816
	Zamora	129.880	749	681	51.326
<b>Cataluña</b>		<b>4.197.194</b>	<b>30.576</b>	<b>40.213</b>	<b>2.402.261</b>
	Barcelona	2.865.565	21.094	27.263	1.676.640
	Gerona	507.484	3.463	3.691	259.179
	Lérida	244.461	1.799	2.077	139.872
	Tarragona	579.684	4.219	7.181	326.570
<b>Extremadura</b>		<b>549.386</b>	<b>3.264</b>	<b>3.787</b>	<b>245.043</b>
	Badajoz	347.061	2.068	2.686	159.471
	Cáceres	202.325	1.197	1.101	85.572
<b>Galicia</b>		<b>1.721.260</b>	<b>9.475</b>	<b>17.583</b>	<b>727.964</b>
	La Coruña	707.336	3.977	7.609	307.649
	Lugo	253.666	1.742	5.189	120.334
	Orense	251.641	1.156	1.196	85.395
	Pontevedra	508.617	2.600	3.589	214.586
<b>La Rioja</b>	<b>La Rioja</b>	<b>187.030</b>	<b>1.331</b>	<b>1.462</b>	<b>96.686</b>
<b>Madrid</b>	<b>Madrid</b>	<b>3.505.353</b>	<b>20.830</b>	<b>26.283</b>	<b>1.706.097</b>
<b>Murcia</b>	<b>Murcia</b>	<b>975.252</b>	<b>5.253</b>	<b>7.416</b>	<b>431.477</b>
<b>Navarra</b>	<b>Navarra</b>	<b>352.306</b>	<b>2.666</b>	<b>4.311</b>	<b>212.476</b>
<b>País Vasco</b>		<b>1.232.068</b>	<b>8.825</b>	<b>15.086</b>	<b>716.434</b>
	Álava	170.122	1.489	2.444	124.586
	Guipúzcoa	405.881	3.053	5.634	252.866
	Vizcaya	656.065	4.283	7.008	338.981
<b>Comunidad Valenciana</b>		<b>3.526.004</b>	<b>19.728</b>	<b>22.521</b>	<b>1.510.437</b>
	Alicante	1.424.509	7.690	7.656	571.265
	Castellón	419.604	2.788	4.083	222.130
	Valencia	1.681.891	9.250	10.782	717.041
<b>Total</b>		<b>27.651.506</b>	<b>172.641</b>	<b>228.704</b>	<b>13.370.379</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 22. Número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación, desgregado por provincia. Año 2014**

Comunidad Autónoma	Provincia	2014			
		Nº clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación acceso (miles €)
<b>Andalucía</b>		<b>4.652.300</b>	<b>26.157</b>	<b>32.091</b>	<b>2.092.740</b>
	Almería	421.788	2.345	2.716	185.408
	Cádiz	567.366	3.302	4.961	256.054
	Córdoba	408.672	2.370	2.655	195.420
	Granada	562.748	2.789	2.991	221.008
	Huelva	312.502	1.837	3.328	146.084
	Jaén	403.284	2.070	2.539	175.037
	Málaga	1.040.254	5.790	5.718	451.770
	Sevilla	935.686	5.653	7.182	461.960
<b>Aragón</b>		<b>861.780</b>	<b>6.008</b>	<b>9.009</b>	<b>470.388</b>
	Huesca	148.402	1.089	2.091	84.370
	Teruel	123.607	667	816	50.690
	Zaragoza	589.771	4.252	6.102	335.327
<b>Asturias</b>	<b>Asturias</b>	<b>718.196</b>	<b>4.598</b>	<b>9.573</b>	<b>345.421</b>
<b>Baleares</b>	<b>Baleares</b>	<b>687.779</b>	<b>4.996</b>	<b>5.003</b>	<b>397.808</b>
<b>Canarias</b>		<b>1.149.036</b>	<b>6.378</b>	<b>7.780</b>	<b>521.699</b>
	Las Palmas	597.225	3.536	4.543	293.841
	Santa Cruz de Tenerife	551.811	2.842	3.237	227.858
<b>Cantabria</b>	<b>Cantabria</b>	<b>423.673</b>	<b>2.567</b>	<b>3.970</b>	<b>189.532</b>
<b>Castilla La Mancha</b>		<b>1.341.730</b>	<b>7.972</b>	<b>9.929</b>	<b>640.635</b>
	Albacete	230.645	1.447	1.925	122.730
	Ciudad Real	325.697	1.823	2.193	149.372
	Cuenca	147.339	879	921	67.348
	Guadalajara	180.476	1.172	1.635	81.060
	Toledo	457.573	2.651	3.254	220.126
<b>Castilla y León</b>		<b>1.591.460</b>	<b>9.885</b>	<b>11.755</b>	<b>750.638</b>
	Ávila	114.182	726	623	52.222
	Burgos	215.174	1.582	2.296	119.800
	León	325.115	1.805	1.918	134.560
	Palencia	106.052	674	951	51.809
	Salamanca	212.652	1.343	1.371	101.033
	Segovia	137.638	713	821	56.278
	Soria	71.818	521	639	37.946
	Valladolid	279.461	1.789	2.478	143.416
	Zamora	129.368	732	660	53.574
<b>Cataluña</b>		<b>4.198.379</b>	<b>29.691</b>	<b>39.758</b>	<b>2.407.046</b>
	Barcelona	2.865.667	20.478	26.707	1.670.499
	Gerona	508.177	3.381	3.616	263.128
	Lérida	244.232	1.729	2.014	142.040
	Tarragona	580.303	4.104	7.421	331.379
<b>Extremadura</b>		<b>541.067</b>	<b>3.152</b>	<b>3.597</b>	<b>248.497</b>
	Badajoz	344.408	1.991	2.546	160.528
	Cáceres	196.659	1.161	1.051	87.969
<b>Galicia</b>		<b>1.722.099</b>	<b>9.225</b>	<b>17.506</b>	<b>739.458</b>
	La Coruña	707.054	3.889	7.624	313.487
	Lugo	254.059	1.695	5.199	124.723
	Orense	251.762	1.125	1.190	88.077
	Pontevedra	509.224	2.516	3.494	213.171
<b>La Rioja</b>	<b>La Rioja</b>	<b>188.469</b>	<b>1.294</b>	<b>1.459</b>	<b>100.084</b>
<b>Madrid</b>	<b>Madrid</b>	<b>3.498.688</b>	<b>20.372</b>	<b>25.125</b>	<b>1.696.158</b>
<b>Murcia</b>	<b>Murcia</b>	<b>989.997</b>	<b>5.101</b>	<b>7.561</b>	<b>436.906</b>
<b>Navarra</b>	<b>Navarra</b>	<b>356.912</b>	<b>2.593</b>	<b>4.328</b>	<b>216.116</b>
<b>País Vasco</b>		<b>1.234.841</b>	<b>8.651</b>	<b>15.382</b>	<b>722.563</b>
	Álava	171.371	1.443	2.450	124.783
	Guipúzcoa	408.462	2.969	5.535	252.365
	Vizcaya	655.008	4.240	7.397	345.414
<b>Comunidad Valenciana</b>		<b>3.546.113</b>	<b>19.109</b>	<b>22.508</b>	<b>1.531.310</b>
	Alicante	1.434.444	7.442	7.618	581.210
	Castellón	416.728	2.727	4.120	227.442
	Valencia	1.694.941	8.940	10.770	722.658
<b>Total</b>		<b>27.702.519</b>	<b>167.749</b>	<b>226.334</b>	<b>13.506.998</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 23. Número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación, desgregado por provincia. Año 2015**

Comunidad Autónoma	Provincia	2015			
		Nº clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación acceso (miles €)
<b>Andalucía</b>		<b>4.669.668</b>	<b>25.400</b>	<b>32.971</b>	<b>2.074.558</b>
	Almería	425.128	2.294	2.866	185.888
	Cádiz	568.547	3.214	5.119	254.523
	Córdoba	409.005	2.287	2.718	191.940
	Granada	564.860	2.723	3.048	218.749
	Huelva	312.877	1.773	3.349	143.713
	Jaén	403.312	1.977	2.613	169.938
	Málaga	1.048.148	5.653	5.880	451.200
	Sevilla	937.791	5.480	7.378	458.607
<b>Aragón</b>		<b>862.192</b>	<b>5.849</b>	<b>9.182</b>	<b>462.649</b>
	Huesca	148.396	1.066	2.071	83.036
	Teruel	123.568	656	839	50.505
	Zaragoza	590.228	4.127	6.272	329.107
<b>Asturias</b>	<b>Asturias</b>	<b>718.767</b>	<b>4.528</b>	<b>9.727</b>	<b>340.236</b>
<b>Baleares</b>	<b>Baleares</b>	<b>691.775</b>	<b>4.870</b>	<b>5.183</b>	<b>397.141</b>
<b>Canarias</b>		<b>1.156.628</b>	<b>6.304</b>	<b>7.876</b>	<b>519.711</b>
	Las Palmas	600.927	3.499	4.586	292.922
	Santa Cruz de Tenerife	555.701	2.805	3.290	226.789
<b>Cantabria</b>	<b>Cantabria</b>	<b>423.488</b>	<b>2.500</b>	<b>3.894</b>	<b>185.736</b>
<b>Castilla La Mancha</b>		<b>1.340.258</b>	<b>8.809</b>	<b>13.479</b>	<b>778.450</b>
	Albacete	229.762	1.412	1.920	120.477
	Ciudad Real	323.842	2.384	4.896	237.871
	Cuenca	147.620	852	914	65.682
	Guadalajara	179.844	1.130	1.536	77.886
	Toledo	459.190	3.031	4.213	276.535
<b>Castilla y León</b>		<b>1.573.771</b>	<b>9.638</b>	<b>11.768</b>	<b>734.977</b>
	Ávila	113.223	711	625	51.611
	Burgos	211.379	1.525	2.286	116.428
	León	321.219	1.754	1.860	131.096
	Palencia	104.856	679	997	52.594
	Salamanca	209.742	1.325	1.407	100.707
	Segovia	137.309	658	671	49.660
	Soria	71.158	508	682	36.983
	Valladolid	276.312	1.760	2.562	142.685
	Zamora	128.573	718	678	53.211
<b>Cataluña</b>		<b>4.201.226</b>	<b>28.996</b>	<b>40.558</b>	<b>2.374.797</b>
	Barcelona	2.867.044	19.980	27.193	1.645.199
	Gerona	509.123	3.322	3.711	261.408
	Lérida	244.160	1.688	2.082	140.388
	Tarragona	580.899	4.006	7.573	327.801
<b>Extremadura</b>		<b>543.451</b>	<b>3.065</b>	<b>3.750</b>	<b>245.105</b>
	Badajoz	345.501	1.932	2.672	157.944
	Cáceres	197.950	1.133	1.078	87.162
<b>Galicia</b>		<b>1.719.928</b>	<b>8.757</b>	<b>16.723</b>	<b>692.252</b>
	La Coruña	706.731	3.572	6.615	272.381
	Lugo	253.957	1.672	5.236	123.690
	Orense	250.405	1.072	1.242	86.718
	Pontevedra	508.835	2.441	3.630	209.463
<b>La Rioja</b>	<b>La Rioja</b>	<b>187.067</b>	<b>1.277</b>	<b>1.486</b>	<b>99.668</b>
<b>Madrid</b>	<b>Madrid</b>	<b>3.516.399</b>	<b>19.143</b>	<b>22.958</b>	<b>1.570.507</b>
<b>Murcia</b>	<b>Murcia</b>	<b>1.001.427</b>	<b>5.053</b>	<b>7.957</b>	<b>441.113</b>
<b>Navarra</b>	<b>Navarra</b>	<b>353.563</b>	<b>2.544</b>	<b>4.382</b>	<b>212.974</b>
<b>País Vasco</b>		<b>1.236.302</b>	<b>8.514</b>	<b>15.544</b>	<b>692.863</b>
	Álava	171.903	1.407	2.432	117.336
	Guipúzcoa	409.796	2.917	5.582	241.104
	Vizcaya	654.603	4.190	7.530	334.423
<b>Comunidad Valenciana</b>		<b>3.563.722</b>	<b>18.764</b>	<b>23.259</b>	<b>1.528.351</b>
	Alicante	1.437.404	7.292	7.879	579.957
	Castellón	411.464	2.705	4.257	228.683
	Valencia	1.714.854	8.767	11.123	719.710
<b>Total</b>		<b>27.759.632</b>	<b>164.010</b>	<b>230.695</b>	<b>13.351.087</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 24. Número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación, desgregado por provincia. Año 2016**

Comunidad Autónoma	Provincia	2016			
		Nº clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación acceso (miles €)
<b>Andalucía</b>		<b>4.687.289</b>	<b>24.808</b>	<b>33.875</b>	<b>2.069.699</b>
	Almería	427.907	2.238	2.965	184.549
	Cádiz	569.723	3.126	5.171	252.262
	Córdoba	410.161	2.243	2.791	192.526
	Granada	567.507	2.665	3.129	219.287
	Huelva	313.259	1.757	3.595	144.890
	Jaén	403.705	1.943	2.723	171.210
	Málaga	1.054.960	5.513	5.988	447.905
	Sevilla	940.067	5.322	7.513	457.070
<b>Aragón</b>		<b>863.636</b>	<b>5.683</b>	<b>9.300</b>	<b>454.997</b>
	Huesca	148.582	1.046	2.081	82.652
	Teruel	123.606	641	864	50.302
	Zaragoza	591.448	3.996	6.355	322.043
<b>Asturias</b>	<b>Asturias</b>	<b>718.787</b>	<b>4.476</b>	<b>9.773</b>	<b>336.851</b>
<b>Baleares</b>	<b>Baleares</b>	<b>695.634</b>	<b>4.743</b>	<b>5.250</b>	<b>392.238</b>
<b>Canarias</b>		<b>1.162.041</b>	<b>6.195</b>	<b>8.010</b>	<b>518.167</b>
	Las Palmas	603.531	3.432	4.652	291.318
	Santa Cruz de Tenerife	558.510	2.763	3.358	226.849
<b>Cantabria</b>	<b>Cantabria</b>	<b>424.632</b>	<b>2.449</b>	<b>3.853</b>	<b>184.164</b>
<b>Castilla La Mancha</b>		<b>1.357.715</b>	<b>7.649</b>	<b>8.880</b>	<b>629.695</b>
	Albacete	232.995	1.377	1.949	118.896
	Ciudad Real	323.967	1.767	1.603	147.934
	Cuenca	149.115	842	908	65.580
	Guadalajara	183.256	1.127	1.430	79.418
	Toledo	468.382	2.536	2.989	217.866
<b>Castilla y León</b>		<b>1.587.186</b>	<b>9.562</b>	<b>19.164</b>	<b>735.886</b>
	Ávila	115.676	701	615	50.884
	Burgos	211.773	1.504	2.341	115.584
	León	321.664	1.734	1.712	131.278
	Palencia	105.162	679	1.012	51.944
	Salamanca	215.036	1.313	1.376	100.179
	Segovia	137.462	688	670	55.655
	Soria	71.733	499	666	36.479
	Valladolid	278.335	1.730	2.620	140.858
	Zamora	130.345	714	8.153	53.025
<b>Cataluña</b>		<b>4.204.813</b>	<b>28.351</b>	<b>40.830</b>	<b>2.344.309</b>
	Barcelona	2.870.040	19.508	27.296	1.620.311
	Gerona	509.499	3.255	3.773	259.201
	Lérida	244.193	1.642	2.109	138.405
	Tarragona	581.081	3.946	7.652	326.392
<b>Extremadura</b>		<b>558.267</b>	<b>2.986</b>	<b>3.845</b>	<b>242.939</b>
	Badajoz	350.285	1.879	2.750	156.517
	Cáceres	207.982	1.107	1.096	86.422
<b>Galicia</b>		<b>1.723.212</b>	<b>8.910</b>	<b>14.886</b>	<b>725.616</b>
	La Coruña	708.446	3.754	6.325	305.313
	Lugo	254.480	1.644	5.078	122.595
	Orense	250.276	1.091	888	87.776
	Pontevedra	510.010	2.421	2.595	209.932
<b>La Rioja</b>	<b>La Rioja</b>	<b>188.699</b>	<b>1.254</b>	<b>1.494</b>	<b>98.370</b>
<b>Madrid</b>	<b>Madrid</b>	<b>3.578.855</b>	<b>19.523</b>	<b>22.680</b>	<b>1.652.552</b>
<b>Murcia</b>	<b>Murcia</b>	<b>984.431</b>	<b>5.009</b>	<b>8.075</b>	<b>439.572</b>
<b>Navarra</b>	<b>Navarra</b>	<b>359.033</b>	<b>2.504</b>	<b>4.480</b>	<b>210.319</b>
<b>País Vasco</b>		<b>1.236.875</b>	<b>8.232</b>	<b>14.803</b>	<b>666.293</b>
	Álava	172.590	1.373	2.434	111.823
	Guipúzcoa	410.206	2.819	5.241	232.221
	Vizcaya	654.079	4.040	7.129	322.250
<b>Comunidad Valenciana</b>		<b>3.523.746</b>	<b>18.503</b>	<b>23.524</b>	<b>1.514.415</b>
	Alicante	1.411.521	7.197	7.963	574.785
	Castellón	411.298	2.691	4.414	231.138
	Valencia	1.700.927	8.615	11.147	708.493
<b>Total</b>		<b>27.854.851</b>	<b>160.837</b>	<b>232.723</b>	<b>13.216.083</b>

Fuente: CNMC

#### **4.2. Balances de potencia y energía para el sistema eléctrico nacional total y para cada uno de los periodos horarios**

La DGPEM ha solicitado en su escrito, para el último año disponible los balances de potencia y energía para el sistema eléctrico nacional total y para cada uno de los periodos tarifarios correspondientes a los peajes de acceso de seis periodos, de acuerdo con la normativa de aplicación, diferenciando niveles de tensión. Respecto de los balances de potencia por periodo horario la DGPEM no indica en su escrito la referencia de cálculo (hora concreta o número de horas de mayor demanda).

Esta Comisión ha solicitado a los agentes los balances de potencia y energía para la hora de mayor demanda de cada periodo tarifario de la discriminación horaria en seis periodos establecida en la Orden ITC/2794/2007 del año 2016.

En el Anexo VI del presente informe se da traslado de la información recibida por la CNMC, agregada a partir de la información aportada por cada una de las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes.

# **ANEXO I: ESCENARIO DE DEMANDA EN CONSUMO DESAGREGADAS POR SUBSISTEMA PARA EL CIERRE DE 2017 Y 2018**

## ANEXO I: ESCENARIO DE DEMANDA EN CONSUMO DESAGREGADAS POR SUBSISTEMA PARA EL CIERRE DE 2017 Y 2018

### 1 Previsión de cierre 2017

#### 1.1 Previsión de la demanda en b.c. del Operador del Sistema

En el Cuadro I.1 se presenta la demanda en b.c. registrada en 2016, la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (octubre 2016-septiembre 2017) y el escenario de demanda previsto por el OS para el cierre de 2017. De acuerdo con la información aportada en septiembre de 2017, el OS estima que la demanda en b.c. nacional alcanzará 267.810 GWh, un 1,1% superior a la demanda en b.c. registrada en 2016 (265.009 GWh) y asimismo un 0,5% superior a la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (266.490 GWh).

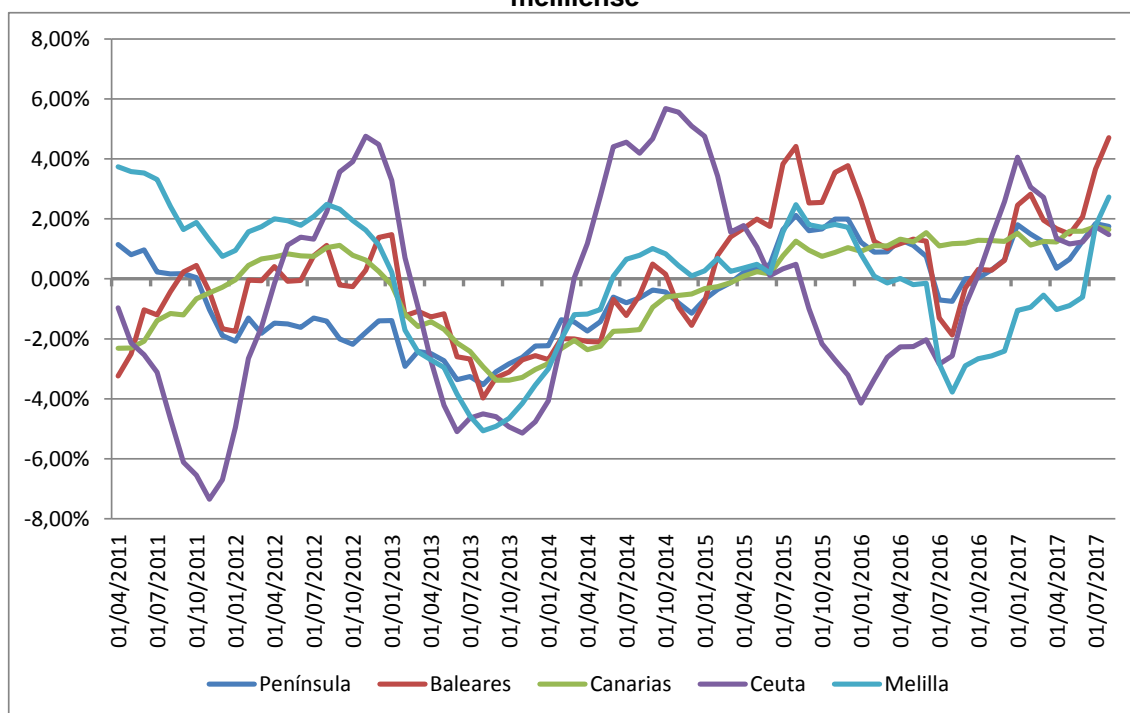
La variación de la demanda en b.c. prevista para el cierre de 2017 se explica por el aumento de la demanda en b.c. en todos los subsistemas. En particular, el OS prevé un incremento de la demanda en el subsistemas peninsular del 1,0%, en el subsistema balear del 3,2%, en el subsistema canario del 1,3% y en los subsistemas ceutí y melillense del 1,7%. Se observa que las tasas de variación previstas por el OS para el cierre de 2017 son inferiores a las medias móviles registradas los últimos doce meses a agosto de 2017 en los subsistemas balear (3,4%), canario (1,8%) y melillense (2,2%) superior en es subsistema ceutí (0,5%), e igual a la registrada para subsistema península (1,0%) (véanse Cuadro I.1 y Gráfico I.1).

**Cuadro I.1. Demanda en b.c. de 2016, demanda en b.c. registrada en últimos doce meses y previsión del Operador del Sistema de la demanda en b.c. para el cierre de 2017**

Sistema	2016 (GWh)	Demanda b.c. últimos doce meses (oct 2016- sep 2017)			Previsión OS de cierre 2017	
		GWh	% variación respecto 2016	tasa últimos doce meses	GWh	% variación respecto 2016
<b>Peninsular</b>	<b>249.980</b>	<b>251.185</b>	<b>0,5%</b>	<b>1,0%</b>	<b>252.470</b>	<b>1,0%</b>
<b>No peninsular</b>	<b>15.029</b>	<b>15.304</b>	<b>1,8%</b>	<b>2,4%</b>	<b>15.340</b>	<b>2,1%</b>
Baleares	5.832	5.975	2,4%	3,4%	6.020	3,2%
Canarias	8.778	8.908	1,5%	1,8%	8.894	1,3%
Ceuta	211	208	-1,1%	0,5%	214	1,7%
Melilla	208	213	2,1%	2,2%	212	1,7%
<b>Total Nacional</b>	<b>265.009</b>	<b>266.490</b>	<b>0,6%</b>	<b>1,1%</b>	<b>267.810</b>	<b>1,1%</b>

Fuente: OS

**Gráfico I.1. Evolución mensual de la tasa de variación de los últimos doce meses de la demanda en barras de central de los subsistemas peninsular, balear, canario, ceutí y melillense**



Fuente: REE (Series estadísticas del sistema eléctrico español. Septiembre 2017).

## 1.2 Previsión de la demanda en consumo de las empresas distribuidoras

En el Cuadro I.2 se resume el escenario de demanda en consumo, desagregado por subsistema y peaje de acceso, agregado por la CNMC a partir de la información solicitada a las empresas distribuidoras para el cierre de 2017.

Según dichas previsiones, en 2017 el consumo aumentará respecto del registrado en 2016 en los subsistemas peninsular (0,6%), balear (2,0%) y en el canario (1,1%), por el contrario, disminuirá en los subsistemas ceutí (-1,7%) y melillense (-0,4%). Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista por las empresas para el cierre de 2017 (239.601 GWh) supone un aumento respecto de la demanda registrada en 2016 (237.951 GWh) del 0,7%.

La previsión de incremento de la demanda en consumo de las empresas (0,7%) es inferior a la prevista por el Operador del sistema para el cierre de 2017 (1,1%) y también inferior a la media móvil de los últimos doce meses registrada (octubre 16- septiembre 17) por la demanda en b.c. (1,1%).



**Cuadro I.2. Previsión de las empresas distribuidoras de la demanda en consumo para el cierre de 2017 desagregada por subsistema y peaje de acceso**

	2016 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
<b>Baja tensión</b>	<b>101.874</b>	<b>3.881</b>	<b>4.890</b>	<b>129</b>	<b>137</b>	<b>110.912</b>
Pc (1) < 10 kW	61.892	2.013	2.823	63	71	66.862
10 kW < Pc ≤ 15 kW	7.887	301	424	5	10	8.628
Pc > 15 kW	32.095	1.567	1.644	60	56	35.422
<b>Media tensión</b>	<b>69.989</b>	<b>1.326</b>	<b>3.141</b>	<b>65</b>	<b>66</b>	<b>74.587</b>
3.1 A	14.838	415	730	13	16	16.012
6.1 A	49.986	910	2.412	52	50	53.410
6.1 B	5.165	-	-	-	-	5.165
<b>Alta tensión</b>	<b>52.208</b>	<b>115</b>	<b>128</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>52.451</b>
6.2	17.605	115	128	-	-	17.848
6.3	10.727	-	-	-	-	10.727
6.4 (2)	23.877	-	-	-	-	23.877
<b>Total</b>	<b>224.072</b>	<b>5.322</b>	<b>8.160</b>	<b>194</b>	<b>203</b>	<b>237.951</b>

	Previsión de cierre 2017 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
<b>Baja tensión</b>	<b>101.795</b>	<b>3.982</b>	<b>4.900</b>	<b>129</b>	<b>135</b>	<b>110.942</b>
Pc (1) < 10 kW	61.710	2.059	2.799	64	73	66.705
10 kW < Pc ≤ 15 kW	7.752	308	428	5	10	8.504
Pc > 15 kW	32.333	1.615	1.673	60	52	35.733
<b>Media tensión</b>	<b>70.573</b>	<b>1.329</b>	<b>3.217</b>	<b>61</b>	<b>68</b>	<b>75.247</b>
3.1 A	14.893	428	742	13	18	16.094
6.1 A	50.628	901	2.475	48	50	54.102
6.1 B	5.051	-	-	-	-	5.051
<b>Alta tensión</b>	<b>53.160</b>	<b>117</b>	<b>134</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>53.411</b>
6.2	17.575	117	134	-	-	17.826
6.3	11.004	-	-	-	-	11.004
6.4 (2)	24.581	-	-	-	-	24.581
<b>Total</b>	<b>225.528</b>	<b>5.428</b>	<b>8.251</b>	<b>190</b>	<b>203</b>	<b>239.601</b>

	% variación 2017 sobre 2016					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
<b>Baja tensión</b>	<b>-0,1%</b>	<b>2,6%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,5%</b>	<b>-1,7%</b>	<b>0,0%</b>
Pc (1) < 10 kW	-0,3%	2,3%	-0,8%	0,5%	2,2%	-0,2%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	-1,7%	2,2%	1,0%	0,5%	-3,3%	-1,4%
Pc > 15 kW	0,7%	3,1%	1,7%	0,5%	-6,4%	0,9%
<b>Media tensión</b>	<b>0,8%</b>	<b>0,3%</b>	<b>2,4%</b>	<b>-5,9%</b>	<b>2,3%</b>	<b>0,9%</b>
3.1 A	0,4%	3,1%	1,7%	-0,4%	7,4%	0,5%
6.1 A	1,3%	-1,1%	2,6%	-7,3%	0,6%	1,3%
6.1 B	-2,2%	-	-	-	-	-2,2%
<b>Alta tensión</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>	<b>4,8%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1,8%</b>
6.2	-0,2%	1,8%	4,8%	-	-	-0,1%
6.3	2,6%	-	-	-	-	2,6%
6.4	2,9%	-	-	-	-	2,9%
<b>Total</b>	<b>0,6%</b>	<b>2,0%</b>	<b>1,1%</b>	<b>-1,7%</b>	<b>-0,4%</b>	<b>0,7%</b>

Fuente: Empresas y SINCRO

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Traspase Tajo-Segura

### Consumo por periodo horario

En el Cuadro I.3 se resume el escenario de demanda en consumo nacional, previsto por las empresas para el cierre de 2017 desagregado por peaje de acceso y periodo horario y se compara la distribución del consumo por periodo horario con el registrado en los últimos doce meses. Se observa que, a pesar

de la distinta laboralidad de los ejercicios 2016 y 2017, no se producen diferencias significativas en la distribución del consumo por periodo horario.

**Cuadro I.3. Previsión de las empresas distribuidoras del consumo para el cierre de 2017 desagregado por peaje de acceso y periodo horario. Sistema Nacional**

Consumo por periodo horario (GW). Previsión de cierre 2017						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja tensión</b>	<b>73.697</b>	<b>28.673</b>	<b>8.572</b>			
Pc (1) ≤ 15 kW sin DH	61.211					
Pc ≤ 15 kW con DH	5.215	8.735				
Pc ≤ 15 kW con DHA	16	14	19			
Pc > 15 kW	7.256	19.924	8.553			
<b>Media tensión</b>	<b>8.452</b>	<b>13.088</b>	<b>10.099</b>	<b>6.158</b>	<b>7.784</b>	<b>29.667</b>
3.1 A	3.299	6.495	6.299			
6.1 A	4.712	6.004	3.458	5.597	7.087	27.244
6.1 B	440	589	341	561	697	2.423
<b>Alta tensión</b>	<b>3.423</b>	<b>4.939</b>	<b>2.737</b>	<b>4.692</b>	<b>6.125</b>	<b>31.495</b>
6.2	1.282	1.777	977	1.640	2.097	10.054
6.3	654	973	560	963	1.257	6.597
6.4 (2)	1.487	2.189	1.201	2.090	2.771	14.844
<b>Total</b>	<b>85.571</b>	<b>46.699</b>	<b>21.408</b>	<b>10.851</b>	<b>13.910</b>	<b>61.162</b>

Distribución del consumo previsto por periodo horario (%)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja tensión</b>						
Pc (1) ≤ 15 kW sin DH	100,0%					
Pc ≤ 15 kW con DHA	37,4%	62,6%				
Pc ≤ 15 kW con DHS	31,8%	28,5%	39,8%			
Pc > 15 kW	20,3%	55,8%	23,9%			
<b>Media tensión</b>						
3.1 A	20,5%	40,4%	39,1%			
6.1 A	8,7%	11,1%	6,4%	10,3%	13,1%	50,4%
6.1 B	8,7%	11,7%	6,8%	11,1%	13,8%	48,0%
<b>Alta tensión</b>						
6.2	7,2%	10,0%	5,5%	9,2%	11,8%	56,4%
6.3	5,9%	8,8%	5,1%	8,8%	11,4%	60,0%
6.4 (2)	6,0%	8,9%	4,9%	8,5%	11,3%	60,4%

Distribución del consumo de los últimos doce meses (jul 16-jun 17) por periodo horario (%)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja tensión</b>						
Pc (1) ≤ 15 kW sin DH	100,0%					
Pc ≤ 15 kW con DHA	37,9%	62,1%				
Pc ≤ 15 kW con DHS	32,4%	28,6%	39,0%			
Pc > 15 kW	20,3%	55,9%	23,8%			
<b>Media tensión</b>						
3.1 A	20,4%	40,4%	39,2%			
6.1 A	8,7%	11,0%	6,2%	10,1%	12,7%	51,3%
6.1 B	9,0%	12,0%	6,6%	10,8%	14,5%	47,2%
<b>Alta tensión</b>						
6.2	7,1%	9,9%	5,4%	9,1%	11,6%	56,8%
6.3	6,1%	9,0%	5,1%	8,7%	11,5%	59,6%
6.4 (2)	6,1%	9,1%	4,9%	8,5%	11,3%	60,1%

Fuente: Empresas y SINCRO

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Traslase Tajo-Segura

### Potencia contratada por periodo horario

En el Cuadro I.4 se resumen las previsiones para el sistema nacional de potencia contratada de las empresas para el cierre de 2017, desagregado por peaje de acceso y periodo horario, agregado por la CNMC a partir de la información solicitada a las empresas distribuidoras para el cierre de 2017. Según las previsiones de las empresas, la potencia contratada por periodo horario se reduce respecto de la registrada en 2016 en todos los peajes, con la excepción de los peajes 6.1 A y 6.3, con una contracción más acusada de la potencia de los consumidores conectados en media tensión con potencia contratada inferior a 455 kW (peaje 3.1 A) y muy alta tensión (peaje 6.4 A)<sup>20</sup>.

---

<sup>20</sup> Según la información declarada por las empresas distribuidoras en la Base de datos de liquidaciones correspondiente al ejercicio 2016, los sectores de actividad más representativos en el peaje 3.1 A son la Administración Pública, Comercio y servicios y Agricultura, ganadería, silvicultura, caza y pesca y en el peaje 6.4 Siderurgia y función, Metalurgia no férrea y Química y petroquímica.

**Cuadro I.4. Previsión de las empresas distribuidoras de las potencias contratadas por periodo horario para el cierre de 2017 desagregada peaje de acceso. Sistema Nacional**

	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2016					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja tensión</b>	<b>144.252</b>	<b>143.678</b>	<b>21.482</b>	<b>21.455</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Pc (1) < 10 kW	112.941	112.941					
10 kW < Pc ≤ 15 kW	10.414	10.414					
Pc > 15 kW	20.897	20.323	21.482	21.455			
<b>Media tensión</b>	<b>20.101</b>	<b>19.110</b>	<b>20.066</b>	<b>20.952</b>	<b>13.547</b>	<b>13.704</b>	<b>19.202</b>
3.1 A	6.439	6.078	6.779	7.506	-	-	-
6.1 A	12.435	11.872	12.069	12.224	12.319	12.463	17.555
6.1 B	1.228	1.159	1.218	1.222	1.227	1.241	1.647
<b>Alta tensión</b>	<b>9.359</b>	<b>8.479</b>	<b>9.069</b>	<b>9.351</b>	<b>9.608</b>	<b>9.689</b>	<b>11.881</b>
6.2	3.245	3.082	3.198	3.244	3.265	3.283	4.242
6.3	1.867	1.662	1.872	1.892	1.994	2.033	2.382
6.4 (2)	4.247	3.735	3.998	4.215	4.349	4.374	5.257
<b>Total</b>	<b>173.712</b>	<b>171.266</b>	<b>50.617</b>	<b>51.758</b>	<b>23.154</b>	<b>23.393</b>	<b>31.083</b>

	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión de cierre 2017					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja tensión</b>	<b>143.759</b>	<b>143.143</b>	<b>21.149</b>	<b>22.110</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Pc (1) < 10 kW	112.542	112.542					
10 kW < Pc ≤ 15 kW	10.300	10.300					
Pc > 15 kW	20.917	20.301	21.149	22.110			
<b>Media tensión</b>	<b>19.921</b>	<b>18.926</b>	<b>19.769</b>	<b>21.244</b>	<b>13.557</b>	<b>13.717</b>	<b>19.288</b>
3.1 A	6.244	5.885	6.471	7.790			
6.1 A	12.468	11.901	12.099	12.252	12.349	12.494	17.644
6.1 B	1.209	1.139	1.199	1.203	1.209	1.223	1.644
<b>Alta tensión</b>	<b>9.267</b>	<b>8.391</b>	<b>8.973</b>	<b>9.243</b>	<b>9.493</b>	<b>9.581</b>	<b>11.826</b>
6.2	3.228	3.063	3.180	3.225	3.244	3.269	4.236
6.3	1.889	1.684	1.893	1.915	2.011	2.051	2.419
6.4 (2)	4.150	3.644	3.900	4.103	4.237	4.261	5.171
<b>Total</b>	<b>172.947</b>	<b>170.460</b>	<b>49.891</b>	<b>52.597</b>	<b>23.050</b>	<b>23.298</b>	<b>31.114</b>

	Potencia facturada (MW)	% variación previsión de cierre 2017 sobre 2016					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja tensión</b>	<b>-0,3%</b>	<b>-0,4%</b>	<b>-1,6%</b>	<b>3,1%</b>			
Pc (1) < 10 kW	-0,4%	-0,4%					
10 kW < Pc ≤ 15 kW	-1,1%	-1,1%					
Pc > 15 kW	0,1%	-0,1%	-1,6%	3,1%			
<b>Media tensión</b>	<b>-0,9%</b>	<b>-1,0%</b>	<b>-1,5%</b>	<b>1,4%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,4%</b>
3.1 A	-3,0%	-3,2%	-4,6%	3,8%			
6.1 A	0,3%	0,2%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,5%
6.1 B	-1,5%	-1,8%	-1,6%	-1,6%	-1,5%	-1,4%	-0,2%
<b>Alta tensión</b>	<b>-1,0%</b>	<b>-1,0%</b>	<b>-1,1%</b>	<b>-1,2%</b>	<b>-1,2%</b>	<b>-1,1%</b>	<b>-0,5%</b>
6.2	-0,5%	-0,6%	-0,6%	-0,6%	-0,6%	-0,4%	-0,1%
6.3	1,2%	1,3%	1,1%	1,2%	0,9%	0,9%	1,6%
6.4	-2,3%	-2,4%	-2,5%	-2,7%	-2,6%	-2,6%	-1,6%
<b>Total</b>	<b>-0,4%</b>	<b>-0,5%</b>	<b>-1,4%</b>	<b>1,6%</b>	<b>-0,5%</b>	<b>-0,4%</b>	<b>0,1%</b>

Fuente: Empresas y SINCRO

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Traspase Tajo-Segura

### 1.3 Previsión de la CNMC para el cierre de 2017

De acuerdo con la información disponible en el momento de elaboración del presente informe, la tasa de variación intertrimestral del PIB del segundo trimestre de 2017 es del 0,9%, una décima superior a tasa a la registrada en el trimestre anterior, situándose la tasa de variación interanual del PIB del segundo trimestre de 2017 en 3,1%, superior en una décima a la registrada en el primer trimestre de 2017 (3,0%).

Por otra parte, según las previsiones de distintos agentes, para el tercer y cuarto trimestre del 2017 se espera un ritmo de crecimiento ligeramente inferior al registrado en los trimestres precedentes. En particular, según el Informe trimestral del Banco de España<sup>21</sup>, el crecimiento del PIB en el tercer trimestre se situaría en el 0,7%, una décima inferior al del trimestre anterior, mientras que la media de las previsiones de las entidades privadas<sup>22</sup> sitúa las tasas de variación del tercer y cuarto trimestre de 2017 en el 0,8%.

Para el año 2017, se espera que el PIB aumente entre un 2,8% y un 3,1%. En particular, según la Comisión Europea (CE) y la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) el PIB aumentará un 2,8% en 2017 y según las previsiones del Banco de España (BE) y el Fondo Monetario Internacional (FMI) el PIB del ejercicio 2017 aumentará el 3,1%, estas últimas en línea con las previsiones consideradas por el Gobierno<sup>23</sup> (3,1%). Al respecto se indica que las previsiones de la CE y la OCDE se realizaron en los meses de mayo y junio de 2017, respectivamente, mientras que las previsiones del BE y el FMI son de septiembre y octubre de 2017, respectivamente.

Teniendo en cuenta las previsiones de demanda en b.c. del Operador del Sistema, las previsiones de demanda en consumo de las empresas, la evolución prevista para la economía, así como la evolución reciente de la demanda y de la potencia por peaje de acceso (véanse Cuadro I.5, Gráfico I.2, Cuadro I.6, Gráfico I.3, Cuadro I.7 y Gráfico I.4), se ha optado por adoptar para el cierre del 2017 un escenario de demanda similar al previsto por el Operador del Sistema.

---

<sup>21</sup> Véase [http://www.bde.es/bde/es/secciones/informes/boletines/Boletin\\_economic/](http://www.bde.es/bde/es/secciones/informes/boletines/Boletin_economic/)

<sup>22</sup> Véase Panel de previsiones de la economía española, disponible en <http://www.funcas.es/Indicadores/Indicadores.aspx?Id=1>

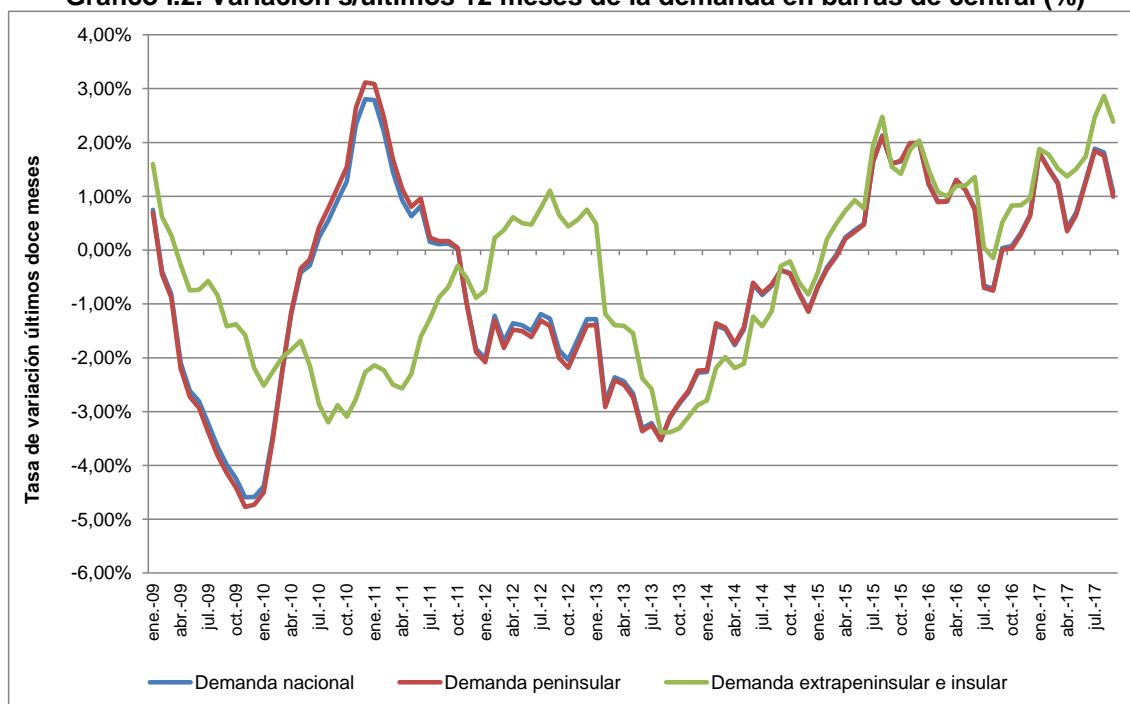
<sup>23</sup> Véase Plan Presupuestario 2018 y remisión trimestral de información del Reino de España, disponible en [http://www.mineco.gob.es/stfls/mineco/comun/pdf/171017\\_np\\_planptos.pdf](http://www.mineco.gob.es/stfls/mineco/comun/pdf/171017_np_planptos.pdf)

**Cuadro I.5. Evolución de la demanda nacional en b.c.**

Mes	GWh			% Variación s/mismo mes año anterior		% Variación s/acumulado anual		% Variación s/últimos 12 meses	
	2015	2016	2017	16 s/ 15	17 s/ 16	16 s/ 15	17 s/ 16	16 s/ 15	17 s/ 16
	Enero	23.914	22.643	24.383	-5,31	7,69	-5,31	7,69	1,24
Febrero	22.141	21.967	21.020	-0,78	-4,31	-3,14	1,78	0,90	1,51
Marzo	22.370	22.680	22.299	1,38	-1,68	-1,66	0,61	0,91	1,25
Abril	19.955	21.065	19.980	5,57	-5,15	-0,03	-0,76	1,30	0,41
Mayo	21.020	20.940	21.625	-0,38	3,27	-0,10	0,01	1,12	0,70
Junio	21.620	21.525	22.972	-0,44	6,72	-0,15	1,12	0,78	1,29
Julio	24.974	23.679	23.926	-5,19	1,05	-0,96	1,11	-0,66	1,88
Agosto	22.344	22.933	23.353	2,63	1,83	-0,51	1,20	-0,72	1,81
Septiembre	20.899	22.182	21.534	6,14	-2,92	0,19	0,74	0,04	1,07
Octubre	20.970	21.102	-	0,63	-	0,23	-	0,08	-
Noviembre	21.000	21.769	-	3,66	-	0,53	-	0,32	-
Diciembre	22.076	22.525	-	2,04	-	0,66	-	0,66	-
<b>Anual</b>	<b>263.283</b>	<b>265.009</b>	<b>201.093</b>						

Fuente: REE (Series estadísticas del sistema eléctrico español. Septiembre 2017).

**Gráfico I.2. Variación s/últimos 12 meses de la demanda en barras de central (%)**



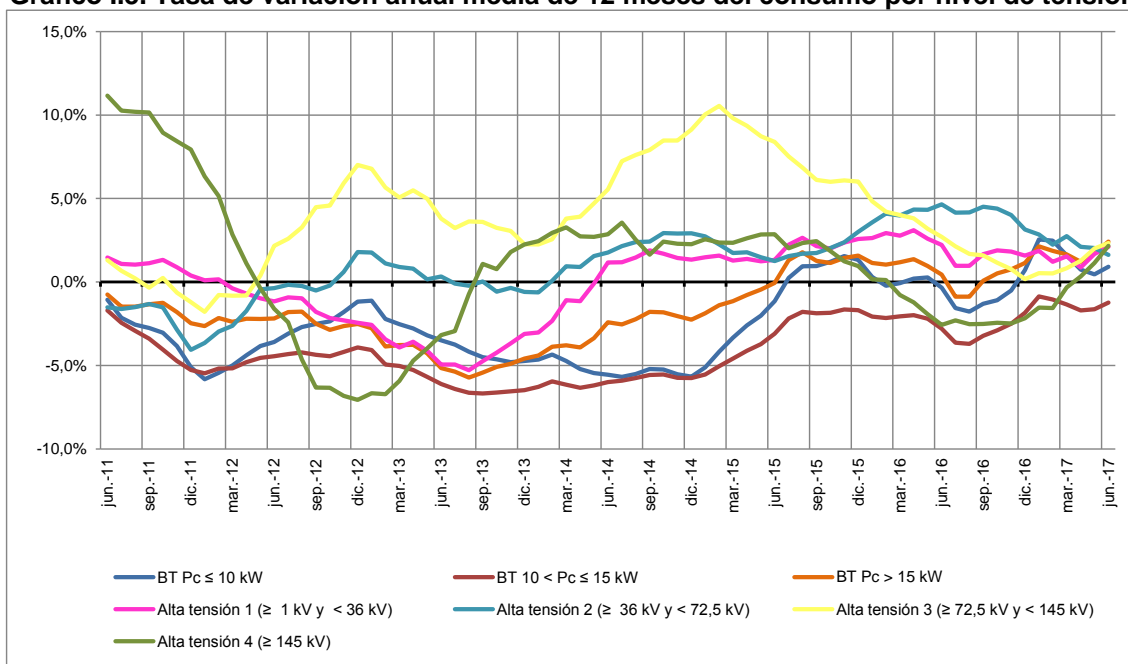
Fuente: REE

**Cuadro I.6. Evolución de la demanda nacional en consumo por nivel de tensión**

Año		Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	Alta tensión 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL
		Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW					
2016	julio	-1,6%	-3,6%	-0,9%	1,0%	4,2%	2,1%	-2,3%	-0,2%
	agosto	-1,8%	-3,7%	-0,9%	1,0%	4,2%	1,7%	-2,5%	-0,3%
	septiembre	-1,3%	-3,2%	0,1%	1,7%	4,5%	1,6%	-2,5%	0,2%
	octubre	-1,1%	-2,9%	0,5%	1,9%	4,4%	1,2%	-2,4%	0,4%
	noviembre	-0,5%	-2,5%	0,8%	1,8%	4,0%	0,8%	-2,5%	0,5%
	diciembre	0,7%	-1,8%	1,1%	1,6%	3,1%	0,2%	-2,2%	0,8%
2017	enero	2,5%	-0,9%	2,1%	1,9%	2,8%	0,5%	-1,5%	1,7%
	febrero	2,5%	-1,0%	1,9%	1,2%	2,2%	0,5%	-1,6%	1,3%
	marzo	1,6%	-1,3%	1,6%	1,5%	2,8%	0,8%	-0,3%	1,3%
	abril	0,7%	-1,7%	1,2%	0,9%	2,1%	1,3%	0,3%	0,9%
	mayo	0,5%	-1,6%	1,7%	1,7%	2,0%	2,0%	1,1%	1,2%
	junio	0,9%	-1,2%	2,4%	2,1%	1,6%	2,3%	2,2%	1,7%

Fuente: CNMC

**Gráfico I.3. Tasa de variación anual media de 12 meses del consumo por nivel de tensión**



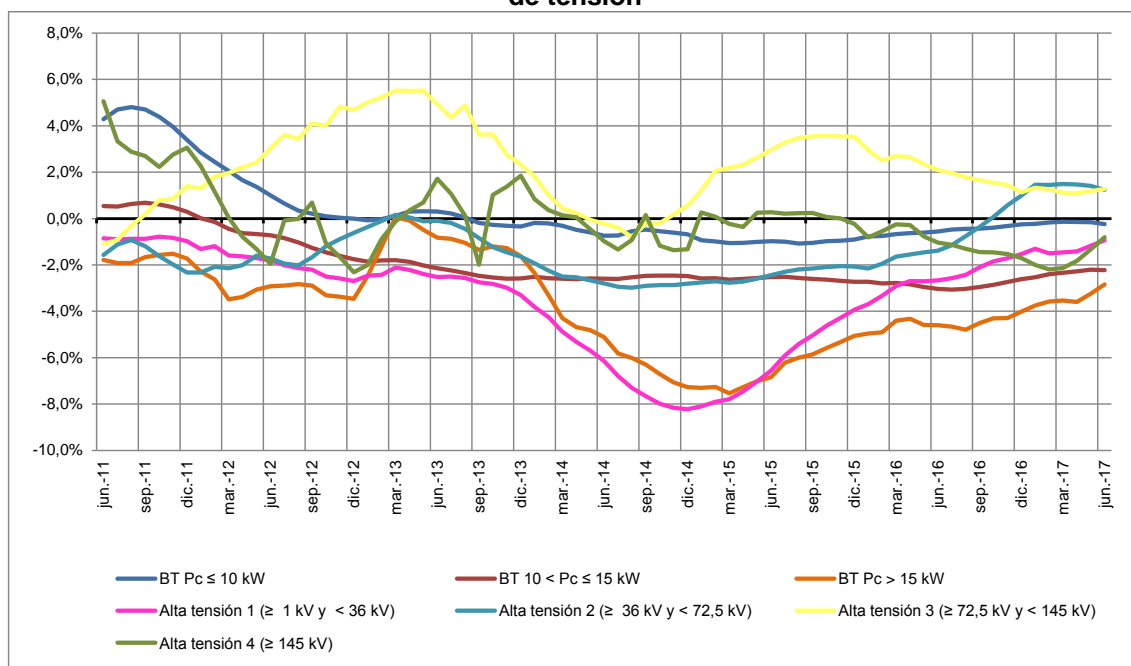
Fuente: CNMC

**Cuadro I.7. Evolución de la potencia facturada por nivel de tensión**

Año	Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	Alta tensión 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL	
	Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW						
2016	julio	-0,5%	-3,1%	-4,7%	-48,7%	-1,1%	2,0%	-1,1%	-4,8%
	agosto	-0,4%	-3,0%	-4,8%	-43,5%	-0,8%	1,8%	-1,3%	-4,2%
	septiembre	-0,4%	-3,0%	-4,5%	-36,7%	-0,4%	1,7%	-1,4%	-3,4%
	octubre	-0,4%	-2,9%	-4,3%	-28,2%	0,1%	1,5%	-1,5%	-2,6%
	noviembre	-0,3%	-2,7%	-4,3%	-17,5%	0,6%	1,5%	-1,5%	-1,8%
	diciembre	-0,3%	-2,6%	-4,0%	-2,4%	1,0%	1,1%	-1,7%	-1,0%
2017	enero	-0,2%	-2,5%	-3,7%	-2,0%	1,5%	1,3%	-2,0%	-0,9%
	febrero	-0,2%	-2,4%	-3,6%	-2,3%	1,4%	1,3%	-2,2%	-0,9%
	marzo	-0,1%	-2,3%	-3,5%	-2,2%	1,5%	1,1%	-2,1%	-0,8%
	abril	-0,1%	-2,3%	-3,6%	-2,1%	1,5%	1,1%	-1,8%	-0,8%
	mayo	-0,2%	-2,2%	-3,2%	-1,4%	1,4%	1,2%	-1,3%	-0,7%
	junio	-0,2%	-2,2%	-2,8%	-0,8%	1,2%	1,3%	-0,8%	-0,7%

Fuente: CNMC

**Gráfico I.4. Tasa de variación anual media de 12 meses de la potencia facturada por nivel de tensión**



Fuente: CNMC

En los cuadros siguientes se recogen las previsiones de la CNMC relativas al número de clientes, potencia contratada por periodo horario y consumo por periodo horario para el cierre del ejercicio 2017 para el total nacional y desagregadas por subsistemas.



**Cuadro I.8. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2017. Sistema Nacional**

Código	Peaje de acceso	Nº Clientes	Potencia contratada/Potencia facturada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>TARIFAS DE BAJA TENSION</b>		<b>28.979.827</b>	<b>142.543.257</b>	<b>21.056.413</b>	<b>21.060.464</b>				<b>74.004.540</b>	<b>28.818.192</b>	<b>8.616.445</b>				<b>111.439.176</b>
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	24.721.714	99.902.014						55.941.581						55.941.581
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	2.671.330	12.582.148						4.177.036	6.871.778					11.048.814
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	5.439	29.961						12.445	11.208	17.959				41.612
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	653.534	8.071.237						5.512.769						5.512.769
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	177.671	2.206.011						1.069.509	1.920.067					2.989.577
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	727	9.056						3.772	3.330	3.166				10.268
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	749.411	19.742.829	21.056.413	21.060.464				7.287.427	20.011.808	8.595.320				35.894.555
<b>TARIFAS DE ALTA TENSION</b>		<b>111.321</b>	<b>27.348.394</b>	<b>28.781.916</b>	<b>30.410.519</b>	<b>23.013.027</b>	<b>23.241.362</b>	<b>30.896.498</b>	<b>11.939.672</b>	<b>18.131.718</b>	<b>12.948.435</b>	<b>10.881.014</b>	<b>14.026.016</b>	<b>61.232.811</b>	<b>129.159.665</b>
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	87.870	5.919.850	6.538.709	7.745.508	0	0	0	3.339.691	6.569.167	6.393.632				16.302.490
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	19.590	11.896.361	12.093.907	12.246.354	12.342.867	12.489.427	17.648.047	4.723.555	6.016.055	3.466.201	5.611.437	7.181.127	27.406.944	54.405.319
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	1.178	1.126.749	1.185.007	1.189.292	1.195.857	1.209.861	1.635.111	441.485	590.180	342.144	562.259	698.453	2.426.351	5.060.873
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.627	3.050.737	3.164.749	3.208.991	3.226.562	3.251.238	4.209.653	1.292.735	1.792.610	984.691	1.653.317	2.116.141	10.147.508	17.987.002
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	434	1.710.484	1.895.394	1.912.898	2.010.840	2.029.379	2.388.768	655.371	974.778	561.144	964.471	1.259.506	6.610.391	11.025.661
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	621	3.644.214	3.904.151	4.107.477	4.236.901	4.261.456	5.014.918	1.486.834	2.188.928	1.200.624	2.089.530	2.770.789	14.641.617	24.378.320
299	Trasvase Tajo - Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	0	0	0	0	0	202.257	202.257
<b>TOTAL BT + AT</b>		<b>29.091.149</b>	<b>169.891.652</b>	<b>49.838.329</b>	<b>51.470.983</b>	<b>23.013.027</b>	<b>23.241.362</b>	<b>31.052.498</b>	<b>85.944.211</b>	<b>46.949.910</b>	<b>21.564.880</b>	<b>10.881.014</b>	<b>14.026.016</b>	<b>61.435.068</b>	<b>240.801.098</b>

Fuente: CNMC

(1) Para los peajes de acceso de baja tensión y el peaje 3.1 A potencia facturada, para el resto de peajes potencia contratada

**Cuadro I.9. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2017. Sistema Peninsular**

Código	Peaje de acceso	Nº Clientes	Potencia contratada/Potencia facturada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>TARIFAS DE BAJA TENSION</b>		<b>27.022.697</b>	<b>132.098.534</b>	<b>19.299.959</b>	<b>19.349.882</b>				<b>67.995.930</b>	<b>26.510.353</b>	<b>7.768.183</b>				<b>102.274.466</b>
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	23.012.289	92.570.360						51.445.466						51.445.466
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	2.549.266	11.978.812						3.972.462	6.580.958					10.553.419
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	4.959	27.651						11.651	10.604	15.683				37.938
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	596.293	7.366.299						4.940.753						4.940.753
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	168.053	2.087.304						1.004.052	1.806.992					2.811.044
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	647	8.116						3.435	3.064	3.017				9.516
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	691.189	18.059.991	19.299.959	19.349.882				6.618.111	18.108.736	7.749.483				32.476.331
<b>TARIFAS DE ALTA TENSION</b>		<b>107.937</b>	<b>26.215.370</b>	<b>27.622.650</b>	<b>29.235.450</b>	<b>22.203.412</b>	<b>22.428.873</b>	<b>30.034.237</b>	<b>11.421.259</b>	<b>17.202.864</b>	<b>12.219.163</b>	<b>10.498.146</b>	<b>13.590.157</b>	<b>59.475.913</b>	<b>124.407.501</b>
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	85.667	5.575.512	6.176.492	7.374.734				3.101.247	6.078.619	5.901.341				15.081.206
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	18.421	11.155.696	11.344.879	11.492.080	11.583.913	11.728.452	16.709.457	4.460.447	5.605.261	3.242.523	5.250.287	6.769.955	25.592.951	50.921.423
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	1.178	1.126.749	1.185.007	1.189.292	1.195.857	1.209.861	1.635.111	441.485	590.180	342.144	562.259	698.453	2.426.351	5.060.873
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.614	3.002.716	3.116.728	3.158.970	3.175.901	3.199.725	4.129.982	1.275.876	1.765.098	971.388	1.631.599	2.091.454	10.002.346	17.737.761
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	434	1.710.484	1.895.394	1.912.898	2.010.840	2.029.379	2.388.768	655.371	974.778	561.144	964.471	1.259.506	6.610.391	11.025.661
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	621	3.644.214	3.904.151	4.107.477	4.236.901	4.261.456	5.014.918	1.486.834	2.188.928	1.200.624	2.089.530	2.770.789	14.641.617	24.378.320
299	Trasvase Tajo - Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	0	0	0	0	0	202.257	202.257
<b>TOTAL BT + AT</b>		<b>27.130.634</b>	<b>158.313.904</b>	<b>46.922.609</b>	<b>48.585.332</b>	<b>22.203.412</b>	<b>22.428.873</b>	<b>30.034.237</b>	<b>79.417.189</b>	<b>43.713.217</b>	<b>19.987.346</b>	<b>10.498.146</b>	<b>13.590.157</b>	<b>59.475.913</b>	<b>226.681.968</b>

Fuente: CNMC

(1) Para los peajes de acceso de baja tensión y el peaje 3.1 A potencia facturada, para el resto de peajes potencia contratada

**Cuadro I.10. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2017. Sistema Balear**

Código	Peaje de acceso	Nº Clientes	Potencia contratada/Potencia facturada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>TARIFAS DE BAJA TENSION</b>		<b>707.854</b>	<b>4.416.836</b>	<b>870.132</b>	<b>849.131</b>				<b>2.475.555</b>	<b>1.112.196</b>	<b>391.906</b>				<b>3.979.658</b>
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	585.395	2.884.121						1.799.513						1.799.513
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	59.004	321.292						110.262	147.549					257.812
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	95	548						179	154	117				450
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	25.281	313.607						226.416						226.416
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	5.702	69.204						32.193	49.033					81.227
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	39	428						132	106	67				306
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	32.338	827.637	870.132	849.131				306.859	915.354	391.722				1.613.935
<b>TARIFAS DE ALTA TENSION</b>		<b>1.161</b>	<b>394.493</b>	<b>405.545</b>	<b>411.907</b>	<b>278.698</b>	<b>280.472</b>	<b>355.324</b>	<b>182.740</b>	<b>334.488</b>	<b>221.291</b>	<b>95.965</b>	<b>96.773</b>	<b>522.447</b>	<b>1.453.705</b>
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	772	125.195	133.576	136.956				83.481	180.510	163.746				427.737
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	384	241.107	243.779	244.761	247.869	248.791	316.724	89.771	138.641	51.289	85.990	86.704	458.349	910.745
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	5	28.190	28.190	30.190	30.829	31.681	38.600	9.488	15.337	6.256	9.975	10.069	64.098	115.223
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Trasvase Tajo - Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL BT + AT</b>		<b>709.015</b>	<b>4.811.328</b>	<b>1.275.677</b>	<b>1.261.037</b>	<b>278.698</b>	<b>280.472</b>	<b>355.324</b>	<b>2.658.295</b>	<b>1.446.685</b>	<b>613.197</b>	<b>95.965</b>	<b>96.773</b>	<b>522.447</b>	<b>5.433.362</b>

Fuente: CNMC

(1) Para los peajes de acceso de baja tensión y el peaje 3.1 A potencia facturada, para el resto de peajes potencia contratada

**Cuadro I.11. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2017. Sistema Canario**

Código	Peaje de acceso	Nº Clientes	Potencia contratada/Potencia facturada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>TARIFAS DE BAJA TENSION</b>		<b>1.186.597</b>	<b>5.683.215</b>	<b>812.493</b>	<b>788.577</b>				<b>3.359.697</b>	<b>1.135.436</b>	<b>422.895</b>				<b>4.918.028</b>
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	1.066.267	4.203.144						2.561.007						2.561.007
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	62.876	281.170						93.907	142.704					236.611
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	384	1.756						614	450	2.159				3.223
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	29.878	365.541						331.754						331.754
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	3.865	48.901						32.784	63.011					95.795
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	41	512						205	160	81				446
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	23.286	782.191	812.493	788.577				339.427	929.110	420.654				1.689.191
<b>TARIFAS DE ALTA TENSION</b>		<b>2.115</b>	<b>703.708</b>	<b>718.785</b>	<b>727.794</b>	<b>508.214</b>	<b>509.216</b>	<b>637.852</b>	<b>323.655</b>	<b>572.740</b>	<b>489.492</b>	<b>276.373</b>	<b>329.721</b>	<b>1.380.121</b>	<b>3.372.101</b>
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	1.344	207.023	216.408	221.217				148.800	298.042	316.501				763.343
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	763	476.855	482.545	486.745	488.382	489.384	596.781	167.485	262.524	165.943	264.630	315.102	1.299.056	2.474.740
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	8	19.831	19.831	19.831	19.832	19.832	41.071	7.371	12.174	7.048	11.742	14.618	81.065	134.018
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Trasvase Tajo - Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL BT + AT</b>		<b>1.188.712</b>	<b>6.386.923</b>	<b>1.531.278</b>	<b>1.516.371</b>	<b>508.214</b>	<b>509.216</b>	<b>637.852</b>	<b>3.683.353</b>	<b>1.708.175</b>	<b>912.387</b>	<b>276.373</b>	<b>329.721</b>	<b>1.380.121</b>	<b>8.290.129</b>

Fuente: CNMC

(1) Para los peajes de acceso de baja tensión y el peaje 3.1 A potencia facturada, para el resto de peajes potencia contratada

**Cuadro I.12. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2017. Sistema Ceutí**

Código	Peaje de acceso	Nº Clientes	Potencia contratada/Potencia facturada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>TARIFAS DE BAJA TENSION</b>		<b>30.470</b>	<b>163.532</b>	<b>38.091</b>	<b>37.451</b>			<b>80.960</b>	<b>31.657</b>	<b>16.865</b>					<b>129.482</b>
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	28.343	117.070					63.455							63.455
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	25	66					54	127						181
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0	0					0	0	0					0
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	705	8.615					5.064							5.064
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	13	110					87	255						342
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0	0					0	0	0					0
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	1.384	37.671	38.091	37.451			12.300	31.275	16.865					60.440
<b>TARIFAS DE ALTA TENSION</b>		<b>49</b>	<b>16.051</b>	<b>16.206</b>	<b>16.252</b>	<b>11.150</b>	<b>11.150</b>	<b>11.734</b>	<b>5.322</b>	<b>9.840</b>	<b>8.085</b>	<b>5.063</b>	<b>5.794</b>	<b>26.911</b>	<b>61.015</b>
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	39	4.901	5.056	5.102				2.440	5.077	5.000				12.517
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	10	11.150	11.150	11.150	11.150	11.150	11.734	2.882	4.763	3.085	5.063	5.794	26.911	48.498
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Trasvase Tajo - Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL BT + AT</b>		<b>30.519</b>	<b>179.583</b>	<b>54.297</b>	<b>53.703</b>	<b>11.150</b>	<b>11.150</b>	<b>11.734</b>	<b>86.282</b>	<b>41.497</b>	<b>24.950</b>	<b>5.063</b>	<b>5.794</b>	<b>26.911</b>	<b>190.497</b>

Fuente: CNMC

(1) Para los peajes de acceso de baja tensión y el peaje 3.1 A potencia facturada, para el resto de peajes potencia contratada

**Cuadro I.13. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2017. Sistema Melillense**

Código	Peaje de acceso	Nº Clientes	Potencia contratada/Potencia facturada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>TARIFAS DE BAJA TENSION</b>		<b>32.209</b>	<b>181.141</b>	<b>35.738</b>	<b>35.423</b>				<b>92.397</b>	<b>28.550</b>	<b>16.596</b>				<b>137.543</b>
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	29.420	127.319						72.140						72.140
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	159	808						351	440					791
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	1	7						1	1	0				2
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	1.377	17.175						8.782						8.782
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	38	492						393	776					1.169
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0	0						0	0	0				0
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	1.214	35.340	35.738	35.423				10.730	27.333	16.595				54.659
<b>TARIFAS DE ALTA TENSION</b>		<b>60</b>	<b>18.772</b>	<b>18.730</b>	<b>19.116</b>	<b>11.553</b>	<b>11.650</b>	<b>13.351</b>	<b>6.695</b>	<b>11.786</b>	<b>10.405</b>	<b>5.467</b>	<b>3.571</b>	<b>29.676</b>	<b>67.600</b>
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	48	7.219	7.177	7.498				3.724	6.919	7.044				17.687
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	12	11.553	11.553	11.618	11.553	11.650	13.351	2.971	4.867	3.361	5.467	3.571	29.676	49.913
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Trasvase Tajo - Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL BT + AT</b>		<b>32.269</b>	<b>199.913</b>	<b>54.468</b>	<b>54.539</b>	<b>11.553</b>	<b>11.650</b>	<b>13.351</b>	<b>99.092</b>	<b>40.336</b>	<b>27.001</b>	<b>5.467</b>	<b>3.571</b>	<b>29.676</b>	<b>205.143</b>

Fuente: CNMC

(1) Para los peajes de acceso de baja tensión y el peaje 3.1 A potencia facturada, para el resto de peajes potencia contratada

Por último, la demanda en b.c. prevista por la CNMC para el cierre de 2017, coherente con el escenario de demanda y facturación asciende a 268.181 GWh, resultado de imponer a la demanda en consumo las mismas pérdidas por subsistema que las registradas en el ejercicio 2016 (véase Cuadro I.14).

**Cuadro I.14. Previsión de la demanda en b.c. para el cierre de 2017**

Sistema	2016 (GWh)	Últimos doce meses (sep 2016- ago 2017)			Previsión CNMC de cierre 2017	
		GWh	% variación respecto 2016	tasa últimos doce meses	GWh	% variación 16 respecto 15
<b>Peninsular</b>	<b>249.980</b>	<b>251.185</b>	<b>0,5%</b>	<b>1,0%</b>	<b>252.892</b>	<b>1,2%</b>
<b>No peninsular</b>	<b>15.029</b>	<b>15.304</b>	<b>1,8%</b>	<b>2,4%</b>	<b>15.289</b>	<b>1,7%</b>
Baleares	5.832	5.975	2,4%	3,4%	5.954	2,1%
Canarias	8.778	8.908	1,5%	1,8%	8.918	1,6%
Ceuta	211	208	-1,1%	0,5%	207	-1,7%
Melilla	208	213	2,1%	2,2%	210	0,9%
<b>Total Nacional</b>	<b>265.009</b>	<b>266.490</b>	<b>0,6%</b>	<b>1,1%</b>	<b>268.181</b>	<b>1,2%</b>

Fuente: CNMC

## 2 Previsión 2018

### 2.1 Previsión de la demanda en b.c. del Operador del Sistema

En el Cuadro I.15 se muestran los escenarios previstos por el OS de demanda en b.c. para 2018.

**Cuadro I.15. Escenario de previsión de la demanda en b.c. por el OS para 2018**

Sistema	Previsión OS de cierre 2017		Previsión OS 2018 (GWh)			% variación 2018 sobre 2017		
	GWh	% variación respecto 2016	Inferior	Central	Superior	Inferior	Central	Superior
<b>Peninsular</b>	<b>252.470</b>	<b>1,0%</b>	<b>253.985</b>	<b>254.995</b>	<b>257.105</b>	<b>0,6%</b>	<b>1,0%</b>	<b>1,8%</b>
<b>No peninsular</b>	<b>15.340</b>	<b>2,1%</b>	<b>15.312</b>	<b>15.724</b>	<b>15.832</b>	<b>-0,2%</b>	<b>2,5%</b>	<b>3,2%</b>
Baleares	6.020	3,2%	6.195	6.245	6.295	2,9%	3,7%	4,6%
Canarias	8.894	1,3%	8.689	9.045	9.098	-2,3%	1,7%	2,3%
Ceuta	214	1,7%	215	218	221	0,4%	1,7%	3,0%
Melilla	212	1,7%	213	216	218	0,6%	1,8%	3,0%
<b>Total Nacional</b>	<b>267.810</b>	<b>1,1%</b>	<b>269.297</b>	<b>270.719</b>	<b>272.937</b>	<b>0,6%</b>	<b>1,1%</b>	<b>1,9%</b>

Fuente: OS

En el **sistema peninsular** el escenario central del OS prevé para el año 2018 un incremento de la demanda en barras de central del 1%, respecto del cierre previsto para 2017, consecuencia de una variación de la demanda por actividad económica<sup>24</sup> del 1,6%, una variación por temperatura del -0,1% y una variación por laboralidad del -0,4%.

<sup>24</sup> El OS no proporciona información sobre el PIB implícito en la variación de la demanda por actividad económica.

El OS presenta dos escenarios adicionales de previsión, inferior y superior, resultado de considerar dos hipótesis de actividad económica para 2018. En particular, el escenario inferior considera un incremento de la demanda en b.c. del 0,6%, basada una variación de la actividad económica del 1,2%. El escenario superior prevé un aumento de la demanda en b.c. del 1,8% resultado de considerar una variación de la actividad económica del 2,4%. En ambos escenarios se mantiene el efecto temperatura y laboralidad del escenario central.

En los **sistemas no peninsulares** el OS ha remitido tres escenarios de previsión para cada uno de los subsistemas (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla). Todos los escenarios suponen un aumento de la demanda en b.c. en todos los subsistemas, con la excepción de Canarias en el escenario inferior cuyas demanda se reducen un 2,3%. En los documentos remitidos por el OS relativos a la previsión de la demanda en b.c. en los sistemas balear, canario, ceutí y melillense no se indican las hipótesis de crecimiento del PIB consideradas.

## 2.2 Previsión de la demanda en consumo de las empresas distribuidoras

En el Cuadro I.16 se resume el escenario de demanda en consumo desagregado por subsistema y peaje de acceso agregado a partir de la información aportada por las empresas distribuidoras para 2018.

El escenario previsto para 2018 por las empresas distribuidoras implica un aumento de la demanda en consumo del 0,8%, caracterizado por un aumento moderado de la demanda en todos los grupos tarifarios y en todos los subsistemas, con la excepción del subsistema Melillense para el que se estima un incremento de la demanda del 5,9%, motivado por el incremento de demanda de los clientes conectados en media tensión. Con carácter general, las empresas estiman que la demanda de los consumidores conectados en baja tensión aumentará por debajo de la media, mientras que la demanda de los consumidores conectados en media tensión aumentará por encima de la media y la de los consumidores de alta tensión en línea con la media, con la excepción del sistema balear para el que las empresas estiman un mayor crecimiento de la demanda de los consumidores conectados en baja tensión.



**Cuadro I.16. Previsión de demanda en consumo para 2018 desagregada por peaje de acceso y subsistema, resultado de agregar las previsiones remitidas por las empresas distribuidoras.**

Previsión de las empresas para el cierre 2017 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>101.795</b>	<b>3.982</b>	<b>4.900</b>	<b>129</b>	<b>135</b>	<b>110.942</b>
Pc (1) < 10 kW	61.710	2.059	2.799	64	73	66.705
10 kW < Pc ≤ 15 kW	7.752	308	428	5	10	8.504
Pc > 15 kW	32.333	1.615	1.673	60	52	35.733
<b>Media tensión</b>	<b>70.573</b>	<b>1.329</b>	<b>3.217</b>	<b>61</b>	<b>68</b>	<b>75.247</b>
3.1 A	14.893	428	742	13	18	16.094
6.1 A	50.628	901	2.475	48	50	54.102
6.1 B	5.051	-	-	-	-	5.051
<b>Alta tensión</b>	<b>53.160</b>	<b>117</b>	<b>134</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>53.411</b>
6.2	17.575	117	134	-	-	17.826
6.3	11.004	-	-	-	-	11.004
6.4 (2)	24.581	-	-	-	-	24.581
<b>Total</b>	<b>225.528</b>	<b>5.428</b>	<b>8.251</b>	<b>190</b>	<b>203</b>	<b>239.601</b>

Previsión de las empresas para 2018 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>102.243</b>	<b>4.086</b>	<b>4.921</b>	<b>130</b>	<b>136</b>	<b>111.516</b>
Pc (1) < 10 kW	61.797	2.108	2.792	64	73	66.834
10 kW < Pc ≤ 15 kW	7.659	315	431	5	10	8.420
Pc > 15 kW	32.787	1.663	1.698	61	53	36.262
<b>Media tensión</b>	<b>71.375</b>	<b>1.342</b>	<b>3.280</b>	<b>61</b>	<b>78</b>	<b>76.136</b>
3.1 A	15.083	441	756	13	20	16.313
6.1 A	51.256	902	2.523	49	58	54.788
6.1 B	5.036	-	-	-	-	5.036
<b>Alta tensión</b>	<b>53.520</b>	<b>117</b>	<b>138</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>53.775</b>
6.2	17.600	117	138	-	-	17.855
6.3	11.061	-	-	-	-	11.061
6.4 (2)	24.859	-	-	-	-	24.859
<b>Total</b>	<b>227.137</b>	<b>5.546</b>	<b>8.338</b>	<b>191</b>	<b>214</b>	<b>241.427</b>

% variación 2018 sobre 2017						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>0,4%</b>	<b>2,6%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,8%</b>	<b>0,5%</b>
Pc (1) < 10 kW	0,1%	2,4%	-0,3%	0,5%	0,6%	0,2%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	-1,2%	2,2%	0,6%	0,5%	1,1%	-1,0%
Pc > 15 kW	1,4%	3,0%	1,5%	0,5%	1,1%	1,5%
<b>Media tensión</b>	<b>1,1%</b>	<b>1,0%</b>	<b>2,0%</b>	<b>0,3%</b>	<b>16,0%</b>	<b>1,2%</b>
3.1 A	1,3%	2,9%	1,9%	0,5%	14,1%	1,4%
6.1 A	1,2%	0,1%	2,0%	0,2%	16,7%	1,3%
6.1 B	-0,3%	-	-	-	-	-0,3%
<b>Alta tensión</b>	<b>0,7%</b>	<b>-0,1%</b>	<b>3,0%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,7%</b>
6.2	0,1%	-0,1%	3,0%	-	-	0,2%
6.3	0,5%	-	-	-	-	0,5%
6.4 (2)	1,1%	-	-	-	-	1,1%
<b>Total</b>	<b>0,7%</b>	<b>2,2%</b>	<b>1,1%</b>	<b>0,4%</b>	<b>5,9%</b>	<b>0,8%</b>

Fuente: Empresas y CNMC.

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Tránsito Tajo-Segura

Se observa que las previsiones remitidas por las empresas distribuidoras para el ejercicio 2018 son inferiores a la previsión de la demanda en b.c. del OS en su escenario central en todos los subsistemas, con la excepción del subsistema melillense, y superiores a la previsión de la demanda en b.c. del OS en su escenario inferior.

### 2.3 Previsión de la CNMC de demanda en consumo para 2018

Para el año 2018, el intervalo de variación del PIB se encuentra entre el 2,4% y el 2,5% (Banco de España 2,5%; CE 2,4%, FMI 2,5% y OCDE 2,4%), mientras que de acuerdo con las previsiones del Gobierno, se espera que en 2018 el PIB aumente un 2,3% respecto del 2017.

Si bien el OS no detalla en la información proporcionada a la CNMC el PIB implícito en sus previsiones de la demanda en b.c., cabe señalar que la variación de la demanda en b.c. prevista por el OS para el cierre del ejercicio 2017 y para 2018 en el escenario central motivada por la variación de actividad económica ascienden al 1,0% y al 1,6%, respectivamente, siendo las previsiones de evolución del PIB para 2018 de los distintos organismos más desfavorables que las previstas para el ejercicio 2017.

Por otra parte, las empresas distribuidoras estiman un aumento de la demanda similar en el ejercicio 2018 al previsto para el cierre del ejercicio 2017, motivado, en mayor medida, por el aumento de la demanda de los consumidores conectados en media y alta tensión.

Teniendo en cuenta las diferencias en las previsiones de demanda remitidas por el OS y las empresas y el menor crecimiento esperado para el ejercicio 2018, se ha optado por un escenario de previsión para 2018 inferior al escenario central de demanda previsto por el OS, mas alineado con el escenario previsto por las empresas. En particular, se estima que la demanda en consumo alcanzará 243.014 GWh, superior en un 0,9% a la prevista para el cierre de 2017 (240.801 GWh).

En los cuadros siguientes se recogen las previsiones de la CNMC relativas al número de clientes, potencia contratada por periodo horario y consumo por periodo horario para 2018 para el total nacional y desagregadas por subsistemas.

**Cuadro I.17. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso previstos por la CNMC para 2018. Sistema Nacional**

Código	Peaje	Nº Clientes	Potencia Contratada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>TARIFAS DE BAJA TENSION</b>		<b>29.376.176</b>	<b>143.129.066</b>	<b>21.007.340</b>	<b>21.009.577</b>				<b>73.133.134</b>	<b>30.122.676</b>	<b>8.734.442</b>				<b>111.990.312</b>
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	24.477.677	98.431.852						54.446.015						54.446.015
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	3.306.527	15.147.817						4.828.548	7.857.778					12.686.326
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	6.840	37.006						13.824	12.445	20.006				46.275
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	640.328	7.909.839						5.358.930						5.358.990
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	186.072	2.297.118						1.097.402	1.968.879					3.066.282
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	806	9.987						4.019	3.531	3.345				10.896
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	757.925	19.295.448	21.007.340	21.009.577				7.384.396	20.280.042	8.711.091				36.375.530
<b>TARIFAS DE ALTA TENSION</b>		<b>112.160</b>	<b>27.340.229</b>	<b>28.848.399</b>	<b>30.481.747</b>	<b>23.082.393</b>	<b>23.310.083</b>	<b>30.990.052</b>	<b>12.094.004</b>	<b>18.331.262</b>	<b>13.060.499</b>	<b>11.025.047</b>	<b>14.211.852</b>	<b>62.096.449</b>	<b>130.819.113</b>
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	88.429	5.856.538	6.543.971	7.753.622	0	0	0	3.385.646	6.619.794	6.419.893				16.425.333
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	19.836	12.006.347	12.150.807	12.303.880	12.400.897	12.546.664	17.727.610	4.780.341	6.088.641	3.508.515	5.679.947	7.268.511	27.741.957	55.067.911
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	1.200	1.126.990	1.185.250	1.189.535	1.196.104	1.210.112	1.635.529	440.233	588.488	341.162	560.647	696.493	2.419.481	5.046.503
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.631	3.040.078	3.153.587	3.197.604	3.215.074	3.239.694	4.195.671	1.297.205	1.798.804	988.434	1.659.588	2.123.132	10.181.939	18.049.103
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	430	1.717.992	1.900.063	1.917.596	2.015.905	2.034.494	2.394.774	681.577	1.013.637	583.554	1.002.581	1.309.308	6.871.508	11.462.167
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	633	3.592.285	3.914.721	4.119.511	4.254.414	4.279.119	5.036.468	1.509.003	2.221.898	1.218.941	2.122.283	2.814.408	14.881.564	24.768.096
299	Trasvase Tajo - Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	0	0	0	0	0	204.886	204.886
<b>TOTAL BT + AT</b>		<b>29.488.337</b>	<b>170.469.296</b>	<b>49.855.739</b>	<b>51.491.324</b>	<b>23.082.393</b>	<b>23.310.083</b>	<b>31.146.052</b>	<b>85.227.138</b>	<b>48.453.938</b>	<b>21.794.942</b>	<b>11.025.047</b>	<b>14.211.852</b>	<b>62.301.335</b>	<b>243.014.311</b>

Fuente: CNMC

(1) Para los peajes de acceso de baja tensión y el peaje 3.1 A potencia facturada, para el resto de peajes potencia contratada

**Cuadro I.18. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para 2018. Sistema Peninsular**

Código	Peaje	Nº Clientes	Potencia Contratada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>TARIFAS DE BAJA TENSION</b>		<b>27.382.212</b>	<b>132.538.943</b>	<b>19.255.213</b>	<b>19.302.855</b>				<b>67.162.612</b>	<b>27.671.243</b>	<b>7.867.848</b>				<b>102.701.703</b>
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	22.802.094	91.274.703						50.061.032						50.061.032
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	3.115.943	14.230.843						4.560.986	7.476.827					12.037.813
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	5.865	32.310						12.829	11.690	17.087				41.607
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	584.559	7.222.868						4.798.517						4.798.517
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	174.374	2.153.247						1.024.348	1.842.975					2.867.324
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	686	8.544						3.643	3.235	3.183				10.062
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	698.692	17.616.429	19.255.213	19.302.855				6.701.255	18.336.516	7.847.578				32.885.349
<b>TARIFAS DE ALTA TENSION</b>		<b>108.719</b>	<b>26.195.268</b>	<b>27.677.225</b>	<b>29.295.137</b>	<b>22.258.593</b>	<b>22.484.733</b>	<b>30.112.353</b>	<b>11.568.393</b>	<b>17.389.833</b>	<b>12.321.362</b>	<b>10.635.513</b>	<b>13.769.483</b>	<b>60.310.910</b>	<b>125.995.494</b>
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	86.196	5.514.084	6.183.807	7.385.333				3.143.756	6.122.632	5.921.867				15.188.256
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	18.640	11.251.864	11.387.821	11.535.582	11.627.760	11.772.830	16.773.587	4.513.769	5.672.399	3.281.320	5.313.174	6.850.925	25.900.268	51.531.854
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	1.200	1.126.990	1.185.250	1.189.535	1.196.104	1.210.112	1.635.529	440.233	588.488	341.162	560.647	696.493	2.419.481	5.046.503
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.618	2.992.054	3.105.564	3.147.581	3.164.410	3.188.178	4.115.995	1.280.055	1.770.779	974.517	1.636.828	2.098.350	10.033.204	17.793.732
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	430	1.717.992	1.900.063	1.917.596	2.015.905	2.034.494	2.394.774	681.577	1.013.637	583.554	1.002.581	1.309.308	6.871.508	11.462.167
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	633	3.592.285	3.914.721	4.119.511	4.254.414	4.279.119	5.036.468	1.509.003	2.221.898	1.218.941	2.122.283	2.814.408	14.881.564	24.768.096
299	Trasvase Tajo - Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	0	0	0	0	0	204.886	204.886
<b>TOTAL BT + AT</b>		<b>27.490.932</b>	<b>158.734.212</b>	<b>46.932.438</b>	<b>48.597.992</b>	<b>22.258.593</b>	<b>22.484.733</b>	<b>30.112.353</b>	<b>78.731.005</b>	<b>45.061.076</b>	<b>20.189.210</b>	<b>10.635.513</b>	<b>13.769.483</b>	<b>60.310.910</b>	<b>228.697.197</b>

Fuente: CNMC

(1) Para los peajes de acceso de baja tensión y el peaje 3.1 A potencia facturada, para el resto de peajes potencia contratada

**Cuadro I.19. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para 2018. Sistema Balear**

Código	Peaje	Nº Clientes	Potencia Contratada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>TARIFAS DE BAJA TENSION</b>		<b>721.733</b>	<b>4.474.524</b>	<b>862.730</b>	<b>841.971</b>			<b>2.483.074</b>	<b>1.197.238</b>	<b>403.710</b>					<b>4.084.022</b>
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	571.439	2.807.260					1.763.554							1.763.554
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	85.841	459.635					146.201	196.977						343.178
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	107	655					202	174	132					508
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	24.251	300.610					219.609							219.609
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	7.054	85.483					37.313	57.037						94.350
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	42	421					110	88	56					254
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	32.999	820.460	862.730	841.971			316.086	942.962	403.522					1.662.570
<b>TARIFAS DE ALTA TENSION</b>		<b>1.184</b>	<b>396.506</b>	<b>407.374</b>	<b>413.678</b>	<b>284.173</b>	<b>284.707</b>	<b>362.361</b>	<b>185.714</b>	<b>340.055</b>	<b>226.621</b>	<b>96.737</b>	<b>96.424</b>	<b>523.911</b>	<b>1.469.462</b>
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	790	121.938	130.073	133.323				86.399	185.943	168.627				440.969
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	389	246.379	249.111	250.165	253.344	253.026	323.761	89.757	138.627	51.336	86.071	86.698	458.672	911.162
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	5	28.190	28.190	30.190	30.829	31.681	38.600	9.558	15.485	6.658	10.666	9.726	65.239	117.332
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Trasvase Tajo - Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL BT + AT</b>		<b>722.918</b>	<b>4.871.030</b>	<b>1.270.104</b>	<b>1.255.649</b>	<b>284.173</b>	<b>284.707</b>	<b>362.361</b>	<b>2.668.788</b>	<b>1.537.293</b>	<b>630.331</b>	<b>96.737</b>	<b>96.424</b>	<b>523.911</b>	<b>5.553.484</b>

Fuente: CNMC

(1) Para los peajes de acceso de baja tensión y el peaje 3.1 A potencia facturada, para el resto de peajes potencia contratada

**Cuadro I.20. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para 2018. Sistema Canario**

Código	Peaje	Nº Clientes	Potencia Contratada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>TARIFAS DE BAJA TENSION</b>		<b>1.209.300</b>	<b>5.768.548</b>	<b>815.588</b>	<b>791.583</b>				<b>3.313.911</b>	<b>1.194.712</b>	<b>429.763</b>				<b>4.938.386</b>
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	1.046.226	4.104.536						2.485.407						2.485.407
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	104.501	456.166						120.825	183.243					304.068
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	867	4.034						792	580	2.786				4.158
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	29.416	359.832						326.879						326.879
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	4.594	57.786						35.310	67.874					103.184
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	77	1.023						266	208	106				580
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	23.619	785.171	815.588	791.583				344.431	942.806	426.872				1.714.109
<b>TARIFAS DE ALTA TENSION</b>		<b>2.143</b>	<b>710.970</b>	<b>726.158</b>	<b>735.243</b>	<b>514.904</b>	<b>515.919</b>	<b>646.023</b>	<b>327.168</b>	<b>578.264</b>	<b>492.964</b>	<b>281.926</b>	<b>336.352</b>	<b>1.408.091</b>	<b>3.424.765</b>
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	1.352	207.755	217.173	221.999				148.800	298.042	316.501				763.343
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	783	483.382	489.152	493.410	495.069	496.085	604.948	170.776	267.683	169.204	269.832	321.295	1.324.594	2.523.383
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	8	19.833	19.833	19.833	19.834	19.834	41.076	7.592	12.539	7.259	12.095	15.057	83.497	138.039
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Trasvase Tajo - Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL BT + AT</b>		<b>1.211.443</b>	<b>6.479.518</b>	<b>1.541.746</b>	<b>1.526.826</b>	<b>514.904</b>	<b>515.919</b>	<b>646.023</b>	<b>3.641.079</b>	<b>1.772.976</b>	<b>922.727</b>	<b>281.926</b>	<b>336.352</b>	<b>1.408.091</b>	<b>8.363.151</b>

Fuente: CNMC

(1) Para los peajes de acceso de baja tensión y el peaje 3.1 A potencia facturada, para el resto de peajes potencia contratada

**Cuadro I.21. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para 2018. Sistema Ceutí**

Código	Peaje	Nº Clientes	Potencia Contratada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>TARIFAS DE BAJA TENSION</b>		<b>30.562</b>	<b>163.532</b>	<b>38.091</b>	<b>37.451</b>				<b>81.366</b>	<b>31.815</b>	<b>16.949</b>				<b>130.135</b>
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	28.428	117.070						63.772						63.772
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	25	66						54	128					182
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0	0						0	0	0				0
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	708	8.615						5.090						5.090
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	13	110						88	256					344
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0	0						0	0	0				0
403	3.0 A ( Pc > 15 kW)	1.388	37.671	38.091	37.451				12.362	31.431	16.949				60.742
<b>TARIFAS DE ALTA TENSION</b>		<b>50</b>	<b>16.251</b>	<b>16.408</b>	<b>16.455</b>	<b>11.289</b>	<b>11.289</b>	<b>11.881</b>	<b>5.341</b>	<b>9.877</b>	<b>8.118</b>	<b>5.075</b>	<b>5.808</b>	<b>26.966</b>	<b>61.185</b>
404	3.1 A ( 1 kV a 36 kV)	40	4.962	5.119	5.166				2.452	5.103	5.026				12.581
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	10	11.289	11.289	11.289	11.289	11.289	11.881	2.889	4.774	3.092	5.075	5.808	26.966	48.604
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
406	6.2 ( 36 kV a 72,5 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
407	6.3 ( 72,5 kV a 145 kV )	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 ( Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Trasvase Tajo - Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL BT + AT</b>		<b>30.612</b>	<b>179.783</b>	<b>54.499</b>	<b>53.906</b>	<b>11.289</b>	<b>11.289</b>	<b>11.881</b>	<b>86.707</b>	<b>41.692</b>	<b>25.067</b>	<b>5.075</b>	<b>5.808</b>	<b>26.966</b>	<b>191.315</b>

Fuente: CNMC

(1) Para los peajes de acceso de baja tensión y el peaje 3.1 A potencia facturada, para el resto de peajes potencia contratada

**Cuadro I.22. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para 2018. Sistema Melillense**

Código	Peaje	Nº Clientes	Potencia Contratada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>TARIFAS DE BAJA TENSION</b>		<b>32.368</b>	<b>183.519</b>	<b>35.718</b>	<b>35.718</b>				<b>92.171</b>	<b>27.669</b>	<b>16.171</b>				<b>136.071</b>
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	29.490	128.282						72.250						72.250
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	218	1.107						481	603					1.084
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	1	7						1	1	0				2
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	1.394	17.913						8.834						8.834
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	38	492						343	737					1.080
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0	0						0	0	0				0
403	3.0 A ( Pc > 15 kW)	1.227	35.718	35.718	35.718				10.262	26.328	16.171				52.761
<b>TARIFAS DE ALTA TENSION</b>		<b>65</b>	<b>21.234</b>	<b>21.234</b>	<b>21.234</b>	<b>13.434</b>	<b>13.434</b>	<b>13.434</b>	<b>7.388</b>	<b>13.233</b>	<b>11.435</b>	<b>5.795</b>	<b>3.785</b>	<b>31.457</b>	<b>73.093</b>
404	3.1 A ( 1 kV a 36 kV)	51	7.800	7.800	7.800				4.239	8.074	7.872				20.185
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	14	13.434	13.434	13.434	13.434	13.434	13.434	3.149	5.159	3.563	5.795	3.785	31.457	52.908
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
406	6.2 ( 36 kV a 72,5 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
407	6.3 ( 72,5 kV a 145 kV )	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 ( Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Trasvase Tajo - Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL BT + AT</b>		<b>32.433</b>	<b>204.753</b>	<b>56.952</b>	<b>56.952</b>	<b>13.434</b>	<b>13.434</b>	<b>13.434</b>	<b>99.559</b>	<b>40.902</b>	<b>27.606</b>	<b>5.795</b>	<b>3.785</b>	<b>31.457</b>	<b>209.164</b>

Fuente: CNMC

(1) Para los peajes de acceso de baja tensión y el peaje 3.1 A potencia facturada, para el resto de peajes potencia contratada



Finalmente, la demanda en b.c. prevista para el ejercicio 2018 (270.645 GWh) se ha obtenido imponiendo las pérdidas por subsistema registradas en 2016 (véase Cuadro I.23).

**Cuadro I.23. Previsión de la demanda en b.c. para 2018**

Sistema	Previsión CNMC de cierre 2017		Previsión CNMC 2018	
	GWh	% variación 17 respecto 16	GWh	% variación 17 sobre 16
<b>Peninsular</b>	<b>252.892</b>	<b>1,2%</b>	<b>255.140</b>	<b>0,9%</b>
<b>No peninsular</b>	<b>15.289</b>	<b>1,7%</b>	<b>15.505</b>	<b>1,4%</b>
Baleares	5.954	2,1%	6.086	2,2%
Canarias	8.918	1,6%	8.996	0,9%
Ceuta	207	-1,7%	208	0,4%
Melilla	210	0,9%	214	2,0%
<b>Total Nacional</b>	<b>268.181</b>	<b>1,2%</b>	<b>270.645</b>	<b>0,9%</b>

Fuente: CNMC

**ANEXO II: INGRESOS DE  
ACCESO PREVISTOS PARA EL  
CIERRE DE 2017 Y 2018  
DESGLOSADOS ENTRE EL  
SISTEMA PENINSULAR Y LOS  
SUBSISTEMAS INSULARES Y  
PENINSULARES**

**Cuadro II.1 Ingresos de acceso previstos para el cierre de 2017 a los precios de la Orden ETU/1976/2016. Desglose por subsistema**

		INGRESOS DE ACCESO					
		PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	TOTAL
	Consumo (GWh)						
<b>BT</b>	<b>111.439</b>	<b>9.218.617</b>	<b>329.352</b>	<b>414.943</b>	<b>11.720</b>	<b>12.914</b>	<b>9.987.545</b>
<i>Pc ≤ 10 kW</i>	<b>67.032</b>	<b>6.505.134</b>	<b>208.369</b>	<b>289.600</b>	<b>7.254</b>	<b>8.074</b>	<b>7.018.430</b>
2.0 A	55.942	5.786.683	188.949	272.655	7.247	8.020	6.263.555
2.0 DHA	11.049	716.632	19.387	16.836	6	53	752.915
2.0 DHS	42	1.819	32	108	0	0	1.960
<i>10&lt; Pc ≤ 15 kW</i>	<b>8.513</b>	<b>802.964</b>	<b>33.080</b>	<b>40.766</b>	<b>688</b>	<b>1.328</b>	<b>878.826</b>
2.1 A	5.513	610.795	26.925	35.276	673	1.267	674.936
2.1 DHA	2.990	191.478	6.123	5.449	15	61	203.126
2.1 DHS	10	691	31	41	0	0	764
<i>Pc &gt; 15 kW</i>	<b>35.895</b>	<b>1.910.519</b>	<b>87.903</b>	<b>84.576</b>	<b>3.778</b>	<b>3.512</b>	<b>2.090.289</b>
3.0 A	35.895	1.910.519	87.903	84.576	3.778	3.512	2.090.289
<b>MT</b>	<b>75.769</b>	<b>2.556.160</b>	<b>52.547</b>	<b>100.121</b>	<b>2.175</b>	<b>2.530</b>	<b>2.713.533</b>
3.1 A	16.302	785.060	18.205	30.403	656	948	835.272
6.1 A	54.405	1.637.593	34.341	69.719	1.520	1.581	1.744.754
6.1 B	5.061	133.507	0	0	0	0	133.507
<b>AT</b>	<b>53.593</b>	<b>607.045</b>	<b>2.328</b>	<b>1.761</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>611.135</b>
6.2	17.987	261.901	2.328	1.761	0	0	265.991
6.3	11.026	136.534	0	0	0	0	136.534
6.4	24.378	208.047	0	0	0	0	208.047
TTS	202	563	0	0	0	0	563
<b>Total</b>	<b>240.801</b>	<b>12.381.822</b>	<b>384.227</b>	<b>516.825</b>	<b>13.895</b>	<b>15.444</b>	<b>13.312.213</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro II.2 Ingresos de acceso previstos para 2018 a los precios de la Orden ETU/1976/2016. Desglose por subsistema**

	Consumo (GWh)	INGRESOS DE ACCESO					
		PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	TOTAL
<b>BT</b>	<b>111.990</b>	<b>9.208.164</b>	<b>332.677</b>	<b>417.061</b>	<b>11.739</b>	<b>13.003</b>	<b>9.982.645</b>
<b>Pc ≤ 10 kW</b>	<b>67.179</b>	<b>6.519.300</b>	<b>211.468</b>	<b>291.035</b>	<b>7.268</b>	<b>8.135</b>	<b>7.037.206</b>
2.0 A	54.446	5.676.439	184.442	265.576	7.261	8.061	6.141.780
2.0 DHA	12.686	840.787	26.989	25.253	6	73	893.108
2.0 DHS	46	2.074	38	207	0	0	2.319
<b>10&lt; Pc ≤ 15 kW</b>	<b>8.436</b>	<b>793.388</b>	<b>33.320</b>	<b>40.909</b>	<b>690</b>	<b>1.360</b>	<b>869.667</b>
2.1 A	5.359	596.261	25.957	34.742	675	1.303	658.939
2.1 DHA	3.066	196.397	7.334	6.097	15	57	209.899
2.1 DHS	11	730	29	70	0	0	829
<b>Pc &gt; 15 kW</b>	<b>36.376</b>	<b>1.895.476</b>	<b>87.889</b>	<b>85.118</b>	<b>3.782</b>	<b>3.509</b>	<b>2.075.772</b>
3.0 A	36.376	1.895.476	87.889	85.118	3.782	3.509	2.075.772
<b>MT</b>	<b>76.540</b>	<b>2.565.495</b>	<b>52.919</b>	<b>101.253</b>	<b>2.198</b>	<b>2.826</b>	<b>2.724.692</b>
3.1 A	16.425	783.111	18.004	30.481	663	1.037	833.295
6.1 A	55.068	1.648.943	34.915	70.773	1.535	1.790	1.757.956
6.1 B	5.047	133.441	0	0	0	0	133.441
<b>AT</b>	<b>54.484</b>	<b>608.897</b>	<b>2.337</b>	<b>1.775</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>613.009</b>
6.2	18.049	261.429	2.337	1.775	0	0	265.541
6.3	11.462	138.332	0	0	0	0	138.332
6.4	24.768	208.570	0	0	0	0	208.570
TTS	205	566	0	0	0	0	566
<b>Total</b>	<b>243.014</b>	<b>12.382.556</b>	<b>387.933</b>	<b>520.090</b>	<b>13.937</b>	<b>15.830</b>	<b>13.320.346</b>

Fuente: CNMC

# **ANEXO III. PREVISIÓN DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY 15/2012 Y LAS SUBASTAS DE LOS DERECHOS DE CO2 PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2017 Y 2018**

## **ANEXO III. PREVISIÓN DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY 15/2012 Y LAS SUBASTAS DE LOS DERECHOS DE CO2 PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2017 Y 2018**

La disposición adicional decimosexta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, modifica la disposición adicional quinta de la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013, estableciendo que en las Leyes de Presupuestos Generales de cada año se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en la Ley del Sector Eléctrico, referidos al fomento de energías renovables, un importe equivalente a la suma de la estimación de recaudación anual correspondiente al Estado derivada de los tributos incluidos en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, y el 90 por ciento del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 450 millones de euros.

A continuación se detallan las hipótesis consideradas en la estimación de los ingresos derivados de la aplicación de la Ley 15/2012 para el cierre de 2017 y 2018.

### **1 Ingresos procedentes del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica**

En la estimación del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica se han considerado las siguientes hipótesis:

- Precio del mercado
  - El precio medio aritmético del mercado previsto para 2017 (50,99 €/MWh) es el resultado de considerar la media aritmética de los precios registrados en el mercado diario entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2017, la media aritmética de las de los contratos de carga base mensuales de octubre, noviembre y diciembre de OMIP.
  - El precio de mercado previsto para 2018 (44,87 €/MWh) se ha calculado como la media aritmética por la energía negociada de las cotizaciones diarias de los contratos de producto base anual de OMIP en el periodo comprendido entre el 19 de marzo de 2017 y el 19 de septiembre de 2017.
  - Los precios se han apuntado por tecnología según el apuntamiento histórico registrado (se consideran los ingresos debidos a todos los segmentos, a excepción de pagos por capacidad).

- Balance de 2017 y 2018

La generación por tecnología prevista para el ejercicio 2017 y 2018, así como los costes derivados del régimen retributivo específico de la producción con tecnología renovable, cogeneración y residuos se corresponde con los previstos por la CNMC, teniendo en cuenta la última información disponible y en coherencia con la previsión de la demanda de gas natural recogida en el *Informe de previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2017 y 2018*<sup>25</sup> (para mayor información véase epígrafe 5 ).

**Cuadro III.1. Previsión del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica**

Año	Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (miles €)
2017	1.585.754
2018	1.528.250

Fuente: CNMC

## 2 Ingresos procedentes del impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos

En relación al impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica, esta Comisión no dispone de datos suficientes para poder realizar la estimación de estos impuestos.

No obstante lo anterior, teniendo en cuenta la naturaleza del impuesto, se espera cierta estabilidad en el importe, por lo que para el cierre del ejercicio 2017 y 2018 se estima un importe equivalente al impuesto liquidado en el periodo comprendido entre agosto de 2016 y julio de 2017 (285.406 miles de euros).

<sup>25</sup> El objeto del informe es dar respuesta a los mandatos establecidos en los artículos 63 y 64 de la Ley 18/2014, el artículo 13 de la Orden ECO/2692/2002 y la Disposición adicional undécima de la Orden ITC/3520/2009, relativos a la remisión al Ministerio de Industria, Energía y Turismo de la previsión del desvío del ejercicio 2015, la propuesta de retribución de las actividades de distribución, transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo (desagregada por empresa titular) y la previsión de ingresos para el año siguiente, todo ello a efectos de su consideración en la elaboración de la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso del gas natural.

**Cuadro III.2. Previsión Ingresos procedentes del impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos**

Año	Impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado (miles de €)
2017	285.406
2018	285.406

Fuente: CNMC

### 3 Ingresos procedentes del impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas

Análogamente al impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos, esta Comisión no dispone de la información necesaria para poder realizar una estimación de los ingresos procedentes del impuesto sobre el almacenamiento del combustible nuclear *gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas*, por lo que, teniendo en cuenta la naturaleza del impuesto, para el cierre del ejercicio 2017 y 2018 se estima un importe equivalente al impuesto liquidado en el periodo comprendido entre agosto de 2016 y julio de 2017 (10.733 miles de euros).

**Cuadro III.3. Previsión Ingresos procedentes del almacenamiento de combustible nuclear**

Año	Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear (miles de €)
2017	10.733
2018	10.733

Fuente: CNMC

### 4 Canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica

El Real Decreto 198/2015, de 23 de marzo, que desarrolla el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de Aguas y regula el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica en las demarcaciones intercomunitarias establece, con carácter general, un gravamen del 22 por ciento sobre el valor económico de la energía hidroeléctrica



producida, y medida en barras de central, en cada período impositivo anual por el concesionario mediante la utilización y aprovechamiento del dominio público hidráulico. No obstante, el canon se reduce en un 90 por ciento para las instalaciones hidroeléctricas de potencia igual o inferior a 50 MW y para las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología hidráulica de bombeo y potencia superior a 50 MW. Finalmente, el 2 por ciento del canon recaudado será considerado un ingreso del organismo de cuenca, mientras que el 98 por ciento restante será ingresado en el Tesoro Público por el organismo recaudador.

El pasado 10 de junio fue publicado en el Boletín Oficial del Estado el Real Decreto-ley 10/2017, de 9 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes para paliar los efectos producidos por la sequía en determinadas cuencas hidrográficas y se modifica el texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio. El citado Real Decreto-ley modifica el artículo el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio. En particular, aumenta el tipo de gravamen del 22 al 25,5 por cierto y, por otra parte, aumenta la deducción hasta un 92 por ciento para las instalaciones hidroeléctricas de potencia igual o inferior a 50 MW.

En la estimación de los ingresos procedentes del canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica se ha tenido en cuenta la información aportada en la Memoria que acompaña al Real Decreto 198/2015<sup>26</sup>, según la cual las cuencas intracomunitarias representan el 7,2% de la potencia instalada.

Conforme establece la Disposición transitoria única del Real Decreto-ley 10/2017 en la estimación de ingresos correspondientes al ejercicio 2017 se ha considerado que los nuevos tipos se aplican a partir del 10 de junio de 2017

Para 2017 se estima una recaudación de 167.433 miles de euros, suponiendo en 2017 la producción hidráulica del último año móvil (octubre 2016–septiembre 2017). Para 2018 se ha considerado un año intermedio entre el 2015 y el 2016, con lo que se estiman unos ingresos de 217.395 miles de euros.

---

<sup>26</sup> Disponible en [http://transparencia.gob.es/es\\_ES/buscar/contenido/normavigente/NormaEV03D2-20151101](http://transparencia.gob.es/es_ES/buscar/contenido/normavigente/NormaEV03D2-20151101)

**Cuadro III.4. Previsión del canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica**

Año	Canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica (miles €)
2017	167.433
2018	217.395

Fuente: CNMC

## 5 Ingresos procedentes de impuestos especiales

Los ingresos procedentes de los impuestos especiales sobre los hidrocarburos y el carbón se han estimado teniendo en cuenta la cobertura de la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2017 y 2018 en el sector eléctrico y la estructura de la demanda de gas natural prevista por la CNMC para el cierre del ejercicio 2017 y 2018.

En particular, en la cobertura de la demanda en b.c. prevista para el cierre del 2017 y 2018 se ha considerado:

- La producción renovable prevista por la CNMC para el cierre del ejercicio 2017 y 2018 (véase Anexo IV).
- La producción de centrales de ciclos combinados es consistente con la contenida en el informe *Previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2017 y 2018*.
- La producción de las centrales de carbón prevista para 2017 se corresponde con la registrada en los últimos doce meses (octubre 2016-septiembre 2017), mientras que la producción de las centrales de carbón prevista para 2018 se ha estimada por la CNMC teniendo en cuenta impacto de la Directiva de emisiones industriales.
- La producción de las centrales nucleares se corresponde con la previsión del OS para el cierre del ejercicio 2017 y 2018.
- La producción de las centrales hidráulicas prevista para 2017 se corresponde con la registrada en los últimos doce meses (octubre 2016-septiembre 2017), mientras que la producción para 2018 se corresponde la producción de un año intermedio entre 2016 (húmedo) y 2017 (seco).
- El consumo de los bombeos y el saldo físico internacional previsto para el cierre de 2017 se corresponde el real registrado entre octubre 2016-septiembre 2017 y para 2018 con las previsiones del OS.

La estructura de la demanda de gas natural prevista por la CNMC para el cierre de 2017 y 2018 se corresponde con la incluida en el citado informe *Previsiones*

de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2017 y 2018.

En ambos casos, se ha incluido la previsión de impuestos sobre los combustibles utilizados en la generación eléctrica en los sistemas no peninsulares (exceptuando el gas natural) y sobre el consumo de gas natural, tanto para uso industrial, incluyendo generación eléctrica, como para uso doméstico. Se ha considerado que las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración y tratamiento de residuos consumen en el sistema peninsular 87,6% de gas natural, un 11,4% de fuel, un 0,5% de gasoil y un 0,4% de carbón y en los sistemas no peninsulares un 71% de gas natural y un 29% de gasoil en los territorios no peninsulares (de acuerdo con los cuadros de ventas de energías renovables, cogeneración y residuos en 2016, publicados por esta Comisión).

**Cuadro III.5. Previsión de los impuestos especiales**

<b>Año</b>	<b>Impuestos especiales sobre los hidrocarburos (miles €)</b>	<b>Impuesto especial sobre el carbón (miles €)</b>
<b>2017</b>	<b>557.300</b>	<b>313.054</b>
<b>2018</b>	<b>633.903</b>	<b>284.586</b>

Fuente: CNMC

## **6 Ingresos por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero**

La Ley 17/2012 también establece que el 90 por ciento del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 450 millones de euros se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico.

Los ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión previstos para el cierre del ejercicio 2017 y 2018 se corresponden con los previstos por el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA). En particular, según la información proporcionada los ingresos totales previstos para el cierre de 2017 ascienden a 420 M€, de los cuales el 90% estarían destinados al sector eléctrico (esto es, 378 M€). Los ingresos previstos por la subasta de CO<sub>2</sub> para 2018 ascienden a 410 M€, lo que daría lugar a unos ingresos 369 M€ para el sector eléctrico.

**Cuadro III.6. Previsión de los ingresos por las subasta de derechos de emisión de gases de efecto invernadero**

<b>Año</b>	<b>Ingresos por las subasta de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (miles €)</b>
<b>2017</b>	<b>378.000</b>
<b>2018</b>	<b>369.000</b>

Fuente: Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente

## 7 Previsión de ingresos procedentes de la ley 15/2012 y las subastas de los derechos de CO2 para el cierre del ejercicio 2017 y 2018

De acuerdo con todo lo anterior, se estima que los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 previstos para el cierre de 2017 y 2018 ascenderían a 3.309 M€ y 3.342 M€ anuales, respectivamente, tal y como resume en el Cuadro III.7. En el Cuadro III.8 y Cuadro III.9 se presenta con mayor detalle.

**Cuadro III.7. Previsión de los ingresos por aplicación de la Ley 15/2012**

	<b>2017</b>	<b>2018</b>
<b>TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)</b>	<b>2.919.679</b>	<b>2.960.272</b>
<i>Recaudación Impuesto sobre la producción (miles €)</i>	1.585.754	1.528.250
<i>Impuesto nuclear (miles €)</i>	285.406	285.406
<i>Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado</i>	10.733	10.733
<i>Recaudación canon hidráulico (miles €)</i>	167.433	217.395
<i>Impuestos especiales hidrocarburos (miles €)</i>	557.300	633.903
<i>Impuesto carbón (miles €)</i>	313.054	284.586
<b>INGRESOS SUBASTAS EMISIONES CO2</b>	<b>378.000</b>	<b>369.000</b>
<b>TOTAL</b>	<b>3.297.679</b>	<b>3.329.272</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro III.8. Estimación de la recaudación total anual por aplicación de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012. Año 2017**

2017	Tecnología	Producción (GWh)	Ingresos de mercado (miles €)	Pagos por capacidad (miles €)	Retribución específica o adicional (1) (miles €)	Valor de la producción (miles €)	Impuesto sobre la producción (miles €)	Impuesto carbón (miles €)	Impuestos hidrocarburos (miles €)	Impuesto nuclear (miles €)	Canon hidráulico (miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)
	<b>Producción convencional</b>	<b>149.542</b>	<b>8.520.356</b>	<b>394.112</b>	-	<b>8.914.469</b>	<b>624.013</b>	<b>294.220</b>	<b>153.794</b>	<b>296.139</b>	<b>162.746</b>	<b>1.530.911</b>
	Hidráulica	18.583	1.054.267	30.592		1.084.860	75.940				162.746	238.686
	Nuclear	56.151	2.858.123			2.858.123	200.069			296.139		496.207
	Carbón	44.042	2.491.792	89.757		2.581.550	180.708	294.220				474.929
	CCGTS	30.765	2.116.173	273.762		2.389.936	167.295		153.794			321.090
	<b>Producción RECORE</b>	<b>97.787</b>	<b>4.873.860</b>	-	<b>7.041.040</b>	<b>11.914.900</b>	<b>834.043</b>	-	<b>176.005</b>	-	<b>4.687</b>	<b>1.014.736</b>
	Cogeneración	26.690	1.367.349		1.185.624	2.552.973	178.708		159.738			338.446
	Solar Fotovoltaica	7.891	390.695		2.383.581	2.774.275	194.199					194.199
	Solar Termosolar	5.333	264.065		1.337.561	1.601.626	112.114					112.114
	Eólica	43.999	2.142.689		1.462.092	3.604.781	252.335					252.335
	Hidráulica	4.448	226.156		85.185	311.341	21.794				4.687	26.481
	Biomasa	3.721	190.606		318.562	509.169	35.642					35.642
	Residuos	3.166	162.196		107.489	269.685	18.878					18.878
	Tratamiento de residuos	2.539	130.095		160.794	290.889	20.362		16.267			36.629
	Otras tecnologías renovables	0	9		151	160	11					11
	<b>Sistema balear</b>	<b>4.803</b>	<b>300.988</b>		<b>276.312</b>	<b>577.300</b>	<b>40.411</b>	<b>18.834</b>	<b>9.582</b>	-	-	<b>68.826</b>
	Carbón	2.674	167.590		9.927	177.517	12.426	18.834				31.260
	Fuélleo	511	32.040		14.498	46.538	3.258		1.331			4.588
	Gasóleo	177	11.110		44.342	55.452	3.882		1.742			5.623
	Gas natural	979	61.364		154.797	216.161	15.131		6.273			21.404
	Producción RECORE (2)	461	28.884		52.748	81.631	5.714		237			5.951
	<b>Sistema canario</b>	<b>8.918</b>	<b>555.302</b>		<b>616.290</b>	<b>1.171.592</b>	<b>82.011</b>	-	-	-	-	<b>82.011</b>
	Fuélleo	4.908	310.748		134.783	445.531	31.187					31.187
	Gasóleo	3.239	205.032		302.460	507.492	35.524					35.524
	Diesel	97	6.166		78.689	84.855	5.940					5.940
	Gas natural	-	-		-	-	-					-
	Cogeneración Tenerife	0	0		- 0	0	0					0
	Hidroeléctrica	21	1.298		19.100	20.398	1.428					1.428
	Producción RECORE	653	32.058		81.258	113.316	7.932					7.932
	<b>Ceuta y Melilla</b>	<b>417</b>	<b>26.846</b>		<b>48.517</b>	<b>75.363</b>	<b>5.275</b>	-	-	-	-	<b>5.275</b>
	Fuélleo	409	26.392		42.796	69.188	4.843					4.843
	Gasóleo	0	20		5.544	5.564	389					389
	Producción RECORE	8	434		178	611	43					43
	<b>Consumo gas natural</b>											
	Uso doméstico	61.173							143.029			143.029
	Uso industrial	138.795							74.889			74.889
<b>Total</b>							<b>1.585.754</b>	<b>313.054</b>	<b>557.300</b>	<b>296.139</b>	<b>167.433</b>	<b>2.919.679</b>

Fuente: CNMC

(1) Excluido el impuesto sobre la producción

**Cuadro III.9. Estimación de la recaudación total anual por aplicación de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012. Año 2018**

2018	Tecnología	Producción (GWh)	Ingresos de mercado (miles €)	Pagos por capacidad (miles €)	Retribución específica o adicional (1) (miles €)	Valor de la producción (miles €)	Impuesto sobre la producción (miles €)	Impuesto carbón (miles €)	Impuestos hidrocarburos (miles €)	Impuesto nuclear (miles €)	Canon hidráulico (miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)
Sistema peninsular	<b>Producción convencional</b>	<b>149.055</b>	<b>8.196.580</b>	<b>375.812</b>	-	<b>8.572.392</b>	<b>600.067</b>	<b>264.028</b>	<b>145.072</b>	<b>296.139</b>	<b>212.453</b>	<b>1.517.760</b>
	Hidráulica	25.967	1.296.345	29.717		1.326.062	92.824				212.453	305.278
	Nuclear	54.544	2.434.272			2.434.272	170.399			296.139		466.538
	Carbón	39.523	2.207.441	84.148		2.291.589	160.411	264.028				424.440
	CCGTS	29.021	2.258.522	261.946		2.520.469	176.433		145.072			321.505
	<b>Producción RECORE</b>	<b>102.387</b>	<b>4.357.108</b>	-	<b>7.041.040</b>	<b>11.398.148</b>	<b>797.870</b>	-	<b>118.424</b>	-	<b>4.942</b>	<b>921.236</b>
	Cogeneración	26.690	1.219.190		1.185.624	2.404.814	168.337		102.157			270.494
	Solar Fotovoltaica	7.891	358.042		2.383.581	2.741.623	191.914					191.914
	Solar Termosolar	5.333	241.995		1.337.561	1.579.557	110.569					110.569
	Eólica	47.351	1.863.162		1.462.092	3.325.254	232.768					232.768
	Hidráulica	5.696	244.138		85.185	329.323	23.053				4.942	27.994
	Biomasa	3.721	169.953		318.562	488.515	34.196					34.196
	Residuos	3.166	144.622		107.489	252.111	17.648					17.648
Tratamiento de residuos	2.539	115.999		160.794	276.793	19.376		16.267			35.643	
Otras tecnologías renovables	0	8		151	159	11						11
Sistemas no peninsulares	<b>Sistema balear</b>	<b>4.934</b>	<b>270.053</b>		<b>313.836</b>	<b>583.889</b>	<b>40.872</b>	<b>20.558</b>	<b>9.582</b>	-	-	<b>71.012</b>
	Carbón	2.919	160.975		44.575	205.550	14.389	20.558				34.946
	Fuéloleo	376	20.732		7.963	28.695	2.009		978			2.987
	Gasóleo	240	13.244		29.232	42.477	2.973		2.360			5.333
	Gas natural	938	51.714		179.318	231.032	16.172		6.007			22.179
	Producción RECORE	461	23.387		52.748	76.134	5.329		237			5.566
	<b>Sistema canario</b>	<b>8.997</b>	<b>495.279</b>		<b>696.654</b>	<b>1.191.933</b>	<b>83.435</b>	-	-	-	-	<b>83.435</b>
	Fuéloleo	5.093	283.747		259.510	543.257	38.028					38.028
	Gasóleo	3.101	172.746		322.046	494.792	34.635					34.635
	Diesel	101	5.636		15.565	21.201	1.484					1.484
	Gas natural	-	-		-	-	-					-
	Cogeneración Tenerife	-	-		-	-	-					-
	Hidroeólica	20	1.092		18.274	19.366	1.356					1.356
Producción RECORE	682	32.058		81.258	113.316	7.932					7.932	
<b>Ceuta y Melilla</b>	<b>422</b>	<b>23.960</b>		<b>61.819</b>	<b>85.778</b>	<b>6.004</b>	-	-	-	-	<b>6.004</b>	
Fuéloleo	413	23.464		55.923	79.387	5.557					5.557	
Gasóleo	1	62		5.718	5.781	405					405	
Producción RECORE	8	434		178	611	43					43	
Consumo gas natural	Uso doméstico	139.681							326.591			326.591
	Uso industrial	63.446							34.233			34.233
<b>Total</b>		<b>265.796</b>	<b>13.342.979</b>	<b>375.812</b>	<b>8.113.348</b>	<b>21.832.139</b>	<b>1.528.250</b>	<b>284.586</b>	<b>633.903</b>	<b>296.139</b>	<b>217.395</b>	<b>2.960.272</b>

Fuente: CNMC

(1) Excluido el impuesto sobre la producción

# **ANEXO IV. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2017 Y 2018**

## ANEXO IV. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2017 Y 2018

### 1 Retribución del transporte

En este epígrafe se muestra la previsión de la retribución del transporte para el cierre del ejercicio 2017 y 2018, en la medida en que si bien esta información no se ha incluido expresamente en la solicitud de información de la DGPEM, es necesaria para realizar la previsión de cierre de 2017 y 2018 de los desajustes temporales del sistema eléctrico.

#### 1.1 Previsión de la retribución del transporte 2017

La previsión de la retribución del transporte prevista para el cierre de 2017 se corresponde con la recogida en el informe relativo a la “*Propuesta de Orden por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2017*”, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el pasado 5 de octubre de 2017.

En el Cuadro IV. 1 se resume dicha propuesta la retribución del transporte para el ejercicio 2017, incluyendo el incentivo de disponibilidad.

**Cuadro IV. 1. Retribución del transporte para 2017 (miles €)**

Nombre empresa	Retribución Inversión (miles de €)	Retribución Operación y Mantenimiento (miles €)	Incentivo disponibilidad (miles €)	Retribución 2017 (miles de €)
RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.	1.227.766	408.605	4.450	1.640.821
GAS NATURAL FENOSA, S.A.	23.400	3.716	8	27.124
VAL DE SOLLER	453	199	0	653
<b>TOTAL</b>	<b>1.251.620</b>	<b>412.520</b>	<b>4.458</b>	<b>1.668.598</b>

Fuente: CNMC

#### 1.2 Previsión de la retribución del transporte 2018

La previsión de la retribución de transporte se obtiene a partir de la propuesta para el ejercicio 2017 recogida en el apartado anterior y considerando las inversiones previstas en el ejercicio 2016, señaladas por REE en los planes de inversión que tiene la obligación de remitir a esta Comisión, conforme se establece en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.



Tanto los costes de inversión como los costes de operación y mantenimiento se obtienen por aplicación de los costes unitarios aprobados por la Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre, al inventario de instalaciones que han remitido dichas empresas, y siguiendo lo establecido en el Real Decreto 1047/2013.

Sobre la base de todo lo anterior, la previsión de la retribución del transporte para el 2018 ascendería a 1.681.760 miles de €, incluyendo un incentivo de disponibilidad igual al calculado en el ejercicio 2017, que alcanza un valor de 4.458 miles de € (véase Cuadro IV. 2).

**Cuadro IV. 2. Retribución del transporte para 2018 (miles €)**

Nombre empresa	Retribución 2018 (miles de €)
RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.	1.654.595
GAS NATURAL FENOSA, S.A.	26.521
VAL DE SOLLER	644
<b>TOTAL</b>	<b>1.681.760</b>

Fuente: CNMC

## 2 Retribución de distribución

Análogamente a lo comentado respecto de la retribución del transporte, en este epígrafe se muestra la previsión de la retribución de la distribución para el cierre del ejercicio 2017 y 2018, en la medida en que es información necesaria para realizar la previsión de cierre de 2017 y 2018 de los desajustes temporales del sistema eléctrico.

### 2.1 Retribución de la actividad de distribución 2017

La Sala de Supervisión Regulatoria con fecha 16 de marzo de 2017 aprobó el informe INF/DE/161/16 sobre la propuesta provisional de retribución a reconocer a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para el ejercicio 2017. En tanto en cuanto no se disponga de mejor información, el cierre para el

ejercicio 2017 para la retribución del ejercicio 2017 asciende a 5.234.586 miles de €<sup>27</sup>, sin considerar incentivos.

**Cuadro IV. 3. Retribución de la distribución para 2017**

	Retribución distribución (miles €)	Incentivo calidad (miles €)	Incentivo fraude (miles €)	Incentivo Pérdidas (miles €)	Retribución total (miles €)
<b>TOTAL EMPRESAS</b>	5.234.586	-4.032	4.060	-4.862	5.229.752

Fuente: CNMC

## 2.2 Retribución de la actividad de distribución 2018

Los cálculos realizados se han llevado a cabo por un lado sobre la retribución para el ejercicio 2017 señalada en el apartado anterior, evolucionándola al 2018 y adicionándole las cantidades para el ejercicio 2016 que aparecían en los planes de inversión presentados por las empresas distribuidoras aprobados mediante Resolución dictada por la DGPEM. Esto ha sido así, porque a la fecha de emisión de este informe los citados planes son la única fuente disponible para el cálculo.

Tanto los costes de inversión como los costes de operación y mantenimiento se obtienen por aplicación de los costes unitarios aprobados por la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre, al inventario de instalaciones que han remitido dichas empresas, y siguiendo lo establecido en el Real Decreto 1048/2013.

En el caso de los incentivos se han mantenido los incentivos previstos en el apartado anterior, es decir los incentivos previstos para el ejercicio 2017.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, la retribución de la actividad de distribución para el ejercicio 2018 sería la que se refleja en el Cuadro IV. 4.

**Cuadro IV. 4. Retribución de la distribución para 2018**

	Retribución distribución (miles €)	Incentivo calidad (miles €)	Incentivo fraude (miles €)	Incentivo Pérdidas (miles €)	Retribución total (miles €)
<b>TOTAL EMPRESAS</b>	5.235.069	-4.032	4.060	-4.862	5.230.235

Fuente: CNMC

<sup>27</sup> Dicha cifra basada en la retribución de la Orden IET/980/2016 es susceptible de ser modificada una vez se resuelva el procedimiento de declaración de lesividad para el interés público de 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, anunciado en el BOE el 15 de septiembre de 2017.

Es preciso señalar que a la fecha de emisión de este informe, no se ha podido cotejar los cálculos realizados con los que se obtendrían a partir de la información contenida tanto en las auditorías externas para todas las instalaciones puestas en servicio en el año 2016, presentadas por las empresas distribuidoras para dar cumplimiento a la Resolución de 26 de abril de 2017 dictada por la DGPEM, como del inventario auditado de las instalaciones de distribución de energía eléctrica cuya puesta en servicio haya sido anterior al 1 de enero de 2017, presentados por las empresas distribuidoras para dar cumplimiento a la Resolución de 26 de abril de 2017, dictada por la DGPEM.

### **3 Retribución específica de la instalaciones de producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, de cogeneración y residuos**

En este epígrafe se recoge la previsión de los costes del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos para la energía correspondiente a los años 2017 y 2018.

Adicionalmente, se aporta la información relativa a los ejercicios 2015 y 2016 de las instalaciones de generación que utilicen fuentes de energía renovables e instalaciones de cogeneración de potencia neta inferior o igual a 15 MW (categoría B de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio) localizadas en Territorio No Peninsular.

Por último, se incluye la información relativa a las reliquidaciones que resultan de la aplicación de la disposición adicional octava del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

#### **3.1 Previsión de la retribución de cierre 2017 y 2018**

Respecto de la previsión de cierre del ejercicio 2017 y 2018 se realizan las siguientes consideraciones:

La previsión de los costes del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, para el cierre de 2017 y para 2018, se corresponde con la estimación de la liquidación de la energía producida en cada año natural, según criterio 'de devengo', y no con los flujos de cobros y pagos (criterio 'de caja'). Es decir, los importes hacen referencia a los costes correspondientes a la retribución regulada percibida por las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del RD 413/2014 por la energía generada en los años 2017 y 2018, independientemente del momento en que se hagan

efectivos los cobros y pagos reales. En consecuencia, no se tiene en cuenta la aplicación de un coeficiente de cobertura ni, en su caso, las posibles reliquidaciones a realizar como resultado de lo previsto en la citada disposición transitoria octava del mismo real decreto.

Respecto de la previsión de retribución regulada para el año 2018, cabe considerar que dicho año pertenece al mismo semiperiodo regulatorio que el actual 2017, por lo que se mantendrán con carácter general los parámetros retributivos ahora aplicables, con la excepción de las actualizaciones correspondientes a la retribución a la operación (Ro) de aquellas instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible. Esta previsión se atiende no obstante a los valores de Ro en vigor: no se ha internalizado el efecto de variaciones futuras de este parámetro en función de posibles oscilaciones en los mercados internacionales de hidrocarburos<sup>28</sup>.

Por otra parte, los proyectos adjudicatarios de las convocatorias de subastas para nuevas instalaciones renovables habidas hasta la fecha, en función de la convocatoria en que fueron adjudicados tienen diversos plazos para cumplir con los requisitos necesarios para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, pero en ningún caso estos plazos expiran antes del 31 de diciembre de 2019. No se ha considerado la puesta en marcha de ninguno de estos proyectos para las previsiones del año 2018.

Asimismo, tampoco se han considerado las instalaciones que pudieran ponerse en marcha al amparo de la disposición adicional sexta ('Instalaciones eólicas en el Sistema Eléctrico Canario') de la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto<sup>29</sup>, y de conformidad con la disposición transitoria duodécima ('Mecanismo de otorgamiento de régimen retributivo específico para instalaciones renovables en los sistemas eléctricos no peninsulares') de la Ley 24/2013 que prevé otorgar hasta un máximo de 450 MW de potencia eólica con derecho a la percepción del régimen retributivo específico, y que deben contar con los requisitos antes mencionados con anterioridad al 31 de diciembre de 2018, pues se asume que, en su mayoría, estas instalaciones agotarán dicho plazo.

Por otro lado, no se dispone de información que haga prever variaciones significativas ni en lo referente a la potencia de otras instalaciones distintas a

---

<sup>28</sup> A la fecha de redacción de este documento está aún pendiente la publicación de la 'Orden por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2017 y por la que se aprueban instalaciones tipo y se establecen sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos', informada por la Sala de Supervisión Regulatoria en su sesión de fecha 21 de septiembre de 2017 (expediente IPN/CNMC/027/17).

<sup>29</sup> Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

las anteriores que pudieran percibir retribución a la inversión ( $R_i$ ), ni en cuanto a la energía afectada por la percepción de la  $R_o$ ; es decir, no se consideran variaciones significativas en cuanto a la hidráulica, eólica o radiación solar, entre otros.

De acuerdo con lo anterior se proporciona una misma previsión tanto para el cierre del año 2017 como para el ejercicio 2018.

En el Cuadro IV. 5 y el Cuadro IV. 6 se muestran para el cierre del ejercicio 2017 y 2018 la previsión de potencia, energía, retribución por inversión, retribución por operación y retribución total, desagregada por tecnología, para el total nacional y cada uno de los subsistemas peninsular, insulares y extrapeninsulares, estimados con las consideraciones mencionadas anteriormente.

**Cuadro IV. 5. Previsión para el cierre de 2017 de potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos, desagregado por subsistema**

<b>TOTAL NACIONAL</b>					
Tecnología	Potencia a 31/12/2017 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	5.882	26.727	84	1.104	1.189
SOLAR FV	4.674	8.290	2.286	214	2.499
SOLAR TE	2.299	5.333	1.091	247	1.338
EOLICA	22.977	44.369	1.466	0	1.466
HIDRAULICA	2.078	4.451	85	0	85
BIOMASA	744	3.730	149	169	319
RESIDUOS	747	3.469	81	39	119
TRAT. RESIDUOS	629	2.539	10	151	161
OTRAS T. RENOV.	5	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>40.030</b>	<b>98.910</b>	<b>5.251</b>	<b>1.924</b>	<b>7.175</b>

<b>Península</b>					
Tecnología	Potencia a 31/12/2017 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	5.840	26.690	83	1.102	1.186
SOLAR FV	4.430	7.891	2.180	204	2.384
SOLAR TE	2.299	5.333	1.091	247	1.338
EOLICA	22.821	43.999	1.462	0	1.462
HIDRAULICA	2.078	4.448	85	0	85
BIOMASA	738	3.721	149	169	319
RESIDUOS	671	3.166	69	39	107
TRAT. RESIDUOS	629	2.539	10	151	161
OTRAS TEC. RENOV.	5	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>39.510</b>	<b>97.787</b>	<b>5.130</b>	<b>1.911</b>	<b>7.041</b>

### Baleares

Tecnología	Potencia a 31/12/2017 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	10	36	1	2	3
SOLAR FV	78	124	35	3	38
SOLAR TE	0	0	0	0	0
EOLICA	4	5	0	0	0
HIDRAULICA	0	0	0	0	0
BIOMASA	2	1	0	0	0
RESIDUOS	74	295	11	0	11
TRAT. RESIDUOS	0	0	0	0	0
OTRAS TEC. RENOV.	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>168</b>	<b>461</b>	<b>47</b>	<b>5</b>	<b>53</b>

### Canarias

Tecnología	Potencia a 31/12/2017 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	32	0	0	0	0
SOLAR FV	166	276	71	7	78
SOLAR TE	0	0	0	0	0
EOLICA	152	366	3	0	3
HIDRAULICA	0	3	0	0	0
BIOMASA	3	9	0	0	0
RESIDUOS	0	0	0	0	0
TRAT. RESIDUOS	0	0	0	0	0
OTRAS TEC. RENOV.	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>354</b>	<b>653</b>	<b>75</b>	<b>7</b>	<b>81</b>

### Ceuta y Melilla

Tecnología	Potencia a 31/12/2017 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SOLAR FV	0,06	0,08	0,03	0,00	0,04
SOLAR TE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EOLICA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HIDRAULICA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BIOMASA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RESIDUOS	2,15	8,39	0,14	0,00	0,14
TRAT. RESIDUOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OTRAS TEC. RENOV.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>2,20</b>	<b>8,47</b>	<b>0,18</b>	<b>0,00</b>	<b>0,18</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro IV. 6. Previsión 2018 de potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos**

<b>TOTAL NACIONAL</b>					
Tecnología	Potencia a 31/12/2018 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	5.882	26.727	84	1.104	1.189
SOLAR FV	4.674	8.290	2.286	214	2.499
SOLAR TE	2.299	5.333	1.091	247	1.338
EOLICA	22.977	47.750	1.466	0	1.466
HIDRAULICA	2.078	5.700	85	0	85
BIOMASA	744	3.730	149	169	319
RESIDUOS	747	3.469	81	39	119
TRAT. RESIDUOS	629	2.539	10	151	161
<b>TOTAL</b>	<b>40.030</b>	<b>103.539</b>	<b>5.251</b>	<b>1.924</b>	<b>7.175</b>

<b>Península</b>					
Tecnología	Potencia a 31/12/2018 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	5.840	26.690	83	1.102	1.186
SOLAR FV	4.430	7.891	2.180	204	2.384
SOLAR TE	2.299	5.333	1.091	247	1.338
EOLICA	22.821	47.351	1.462	0	1.462
HIDRAULICA	2.078	5.696	85	0	85
BIOMASA	738	3.721	149	169	319
RESIDUOS	671	3.166	69	39	107
TRAT. RESIDUOS	629	2.539	10	151	161
OTRAS TEC. RENOV.	5	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>39.510</b>	<b>102.387</b>	<b>5.130</b>	<b>1.911</b>	<b>7.041</b>

<b>Baleares</b>					
Tecnología	Potencia a 31/12/2018 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	10	36	1	2	3
SOLAR FV	78	124	35	3	38
SOLAR TE	0	0	0	0	0
EOLICA	4	5	0	0	0
HIDRAULICA	0	0	0	0	0
BIOMASA	2	1	0	0	0
RESIDUOS	74	295	11	0	11
TRAT. RESIDUOS	0	0	0	0	0
OTRAS TEC. RENOV.	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>168</b>	<b>461</b>	<b>47</b>	<b>5</b>	<b>53</b>

Canarias					
Tecnología	Potencia a 31/12/2018 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	32	0	0	0	0
SOLAR FV	166	276	71	7	78
SOLAR TE	0	0	0	0	0
EOLICA	152	394	3	0	3
HIDRAULICA	0	4	0	0	0
BIOMASA	3	9	0	0	0
RESIDUOS	0	0	0	0	0
TRAT. RESIDUOS	0	0	0	0	0
OTRAS TEC. RENOV.	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>354</b>	<b>682</b>	<b>75</b>	<b>7</b>	<b>81</b>

Ceuta y Melilla					
Tecnología	Potencia a 31/12/2018 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SOLAR FV	0,06	0,08	0,03	0,00	0,04
SOLAR TE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EOLICA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HIDRAULICA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BIOMASA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RESIDUOS	2,15	8,39	0,14	0,00	0,14
TRAT. RESIDUOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OTRAS TEC. RENOV.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>2,20</b>	<b>8,47</b>	<b>0,18</b>	<b>0,00</b>	<b>0,18</b>

Fuente: CNMC

### 3.2 Retribución de las instalaciones situadas en Territorio No Peninsular correspondientes a los ejercicios 2015 y 2016

En lo que se refiere a la información relativa a los ejercicios 2015 y 2016 de las instalaciones de generación que utilicen fuentes de energía renovables e instalaciones de cogeneración de potencia neta inferior o igual a 15 MW situadas en Territorio No Peninsular se indica que se basan en las liquidaciones mensuales provisionales a cuenta de la definitiva que realiza la CNMC en su calidad de organismo encargado de la liquidación del régimen retributivo específico en virtud de su Circular 1/2017, de 8 de febrero<sup>30</sup>.

<sup>30</sup> Circular 1/2017, de 8 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que regula la solicitud de información y el procedimiento de liquidación, facturación y pago del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.



---

Adicionalmente, para el ejercicio 2015 se proporcionan la información correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de septiembre y 31 de diciembre, periodo al que aplica el apartado 1 de la disposición adicional tercera ('Regularización de las liquidaciones en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares') de la Orden ETU/1976/2016.

### 3.2.1 Ejercicio 2015

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones 'categoría B' en los TNP durante el año 2015 alcanzó los 1,1 TWh, de acuerdo con los resultados del sistema de liquidaciones del régimen retributivo específico, con unos costes totales de 130.734 miles €, de los cuales 43.157 miles € corresponden a los meses de septiembre a diciembre, en los que es de aplicación el RD 738/2015, de 31 de julio.

En el Cuadro IV. 7 y en el Cuadro IV. 8 se muestra el detalle de potencia instalada, energía generada y retribución específica (desglosada en retribución a la inversión y a la operación) atribuida a estas instalaciones para el ejercicio 2015 y para los meses septiembre a diciembre de 2015 desglosada por sistemas.

**Cuadro IV. 7. Potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos, desagregado por subsistema correspondiente al ejercicio 2015**

<b>Baleares</b>					
Tecnología	Potencia a 31/12/2015 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	10,75	31,55	0,38	2,29	2,67
SOLAR FV	77,50	119,16	35,12	2,22	37,33
SOLAR TE	--	---	---	---	-
EOLICA	3,68	5,32	0,17	-	0,17
HIDRAULICA	--	--	--	--	-
BIOMASA	2,13	0,73	0,35	0,01	0,37
RESIDUOS	74,80	302,20	11,31	-	11,31
TRAT. RESIDUOS	--	---	---	---	-
OTRAS TEC. RENOV.	---	---	---	---	-
<b>TOTAL</b>	<b>168,85</b>	<b>458,96</b>	<b>47,33</b>	<b>4,52</b>	<b>51,85</b>

<b>Canarias</b>					
Tecnología	Potencia a 31/12/2015 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	---	---	---	---	-
SOLAR FV	163,62	256,53	71,43	4,53	75,96
SOLAR TE	---	---	---	---	-
EOLICA	146,31	373,45	2,63	-	2,63
HIDRAULICA	0,46	3,59	0,09	-	0,09
BIOMASA	1,27	5,39	0,01	0,02	0,03
RESIDUOS	---	---	---	---	-
TRAT. RESIDUOS	---	---	---	---	-
OTRAS TEC. RENOV.	---	---	---	---	-
<b>TOTAL</b>	<b>311,67</b>	<b>638,95</b>	<b>74,16</b>	<b>4,55</b>	<b>78,71</b>

<b>Ceuta y Melilla</b>					
Tecnología	Potencia a 31/12/2015 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	---	---	---	---	-
SOLAR FV	0,06	0,08	0,03	0,00	0,04
SOLAR TE	---	---	---	---	-
EOLICA	---	---	---	---	-
HIDRAULICA	---	---	---	---	-
BIOMASA	---	---	---	---	-
RESIDUOS	2,17	8,59	0,14	-	0,14
TRAT. RESIDUOS	---	---	---	---	-
OTRAS TEC. RENOV.	---	---	---	---	-
<b>TOTAL</b>	<b>2,23</b>	<b>8,67</b>	<b>0,17</b>	<b>0,00</b>	<b>0,18</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro IV. 8. Potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos, desagregado por subsistema correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de septiembre y el 31 de diciembre de 2015**

<b>Baleares</b>					
Tecnología	Potencia a 31/12/2015 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	10,75	12,32	0,12	0,85	0,97
SOLAR FV	77,50	29,80	11,71	0,56	12,26
SOLAR TE	--	---	---	---	-
EOLICA	3,68	1,58	0,06	-	0,06
HIDRAULICA	--	--	--	--	-
BIOMASA	2,13	0,62	0,28	0,01	0,29
RESIDUOS	74,80	112,32	3,77	-	3,77
TRAT. RESIDUOS	--	---	---	---	-
OTRAS TEC. RENOV.	---	---	---	---	-
<b>TOTAL</b>	<b>168,85</b>	<b>156,64</b>	<b>15,94</b>	<b>1,42</b>	<b>17,35</b>
<b>Canarias</b>					
Tecnología	Potencia a 31/12/2015 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	---	---	---	---	-
SOLAR FV	163,62	59,03	23,80	1,03	24,83
SOLAR TE	---	---	---	---	-
EOLICA	146,31	57,04	0,88	-	0,88
HIDRAULICA	0,46	1,22	0,03	-	0,03
BIOMASA	1,27	1,34	0,00	0,00	0,01
RESIDUOS	---	---	---	---	-
TRAT. RESIDUOS	---	---	---	---	-
OTRAS TEC. RENOV.	---	---	---	---	-
<b>TOTAL</b>	<b>311,67</b>	<b>118,63</b>	<b>24,71</b>	<b>1,04</b>	<b>25,74</b>
<b>Ceuta y Melilla</b>					
Tecnología	Potencia a 31/12/2015 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	---	---	---	---	-
SOLAR FV	0,06	0,02	0,01	0,00	0,01
SOLAR TE	---	---	---	---	-
EOLICA	---	---	---	---	-
HIDRAULICA	---	---	---	---	-
BIOMASA	---	---	---	---	-
RESIDUOS	2,17	2,65	0,05	-	0,05
TRAT. RESIDUOS	---	---	---	---	-
OTRAS TEC. RENOV.	---	---	---	---	-
<b>TOTAL</b>	<b>2,23</b>	<b>2,67</b>	<b>0,06</b>	<b>0,00</b>	<b>0,06</b>

Fuente: CNMC

### 3.2.2 Ejercicio 2016

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones ‘categoría B’ en los TNP durante el año 2016 alcanzó los 1,1 TWh, de acuerdo con los resultados del sistema de liquidaciones del régimen retributivo específico, con unos costes totales de 130.734 miles €.

**Cuadro IV. 9. Potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos, desagregado por subsistema correspondiente al ejercicio 2016**

Balears					
Tecnología	Potencia a 31/12/2016 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	6,37	34,66	0,35	1,96	2,31
SOLAR FV	77,50	120,03	35,35	2,27	37,62
SOLAR TE	--	---	---	---	-
EOLICA	3,68	5,42	0,17	-	0,17
HIDRAULICA	--	--	--	--	-
BIOMASA	2,13	1,31	0,85	0,02	0,87
RESIDUOS	74,80	261,61	11,31	-	11,31
TRAT. RESIDUOS	--	---	---	---	-
OTRAS TEC. RENOV.	---	---	---	---	-
<b>TOTAL</b>	<b>164,48</b>	<b>423,02</b>	<b>48,03</b>	<b>4,24</b>	<b>52,28</b>

Canarias					
Tecnología	Potencia a 31/12/2016 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	---	---	---	---	-
SOLAR FV	162,91	272,51	71,05	4,66	75,71
SOLAR TE	---	---	---	---	-
EOLICA	151,31	388,88	2,45	-	2,45
HIDRAULICA	0,46	3,47	0,09	-	0,09
BIOMASA	1,27	8,82	0,01	0,02	0,03
RESIDUOS	---	---	---	---	-
TRAT. RESIDUOS	---	---	---	---	-
OTRAS TEC. RENOV.	---	---	---	---	-
<b>TOTAL</b>	<b>315,96</b>	<b>673,69</b>	<b>73,60</b>	<b>4,68</b>	<b>78,28</b>

Ceuta y Melilla					
Tecnología	Potencia a 31/12/2016 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	---	---	---	---	-
SOLAR FV	0,06	0,08	0,03	0,00	0,04
SOLAR TE	---	---	---	---	-
EOLICA	---	---	---	---	-
HIDRAULICA	---	---	---	---	-
BIOMASA	---	---	---	---	-
RESIDUOS	2,17	9,70	0,14	-	0,14
TRAT. RESIDUOS	---	---	---	---	-
OTRAS TEC. RENOV.	---	---	---	---	-
<b>TOTAL</b>	<b>2,23</b>	<b>9,78</b>	<b>0,17</b>	<b>0,00</b>	<b>0,18</b>

Fuente: CNMC

### 3.3 Previsión del impacto de la aplicación de la aplicación de la DT8ª del Real Decreto 413/2015

La disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, establece la aplicación transitoria del régimen económico contemplado en los Reales Decretos 661/2007 y 1578/2008, normas que este propio Real Decreto-ley derogaba.

Según este Real Decreto-ley el régimen transitorio se debería aplicar al periodo comprendido entre la entrada en vigor del RDL 9/2013, el 14 de julio de 2013 y la entrada en vigor de las disposiciones necesarias para la plena aplicación del nuevo régimen jurídico y económico de la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos con régimen económico primado. Por tanto, el periodo transitorio se aplicó a la energía producida entre el 14 de julio de 2013 y el 31 de mayo de 2014. La disposición transitoria octava del Real Decreto 413/2014 definía la metodología para realizar estas reliquidaciones, estableciendo cantidades máximas mensuales a facturar que dependían de la retribución que recibiera cada instalación. Aunque posteriormente se modificó la redacción de la citada disposición transitoria para agilizar la recuperación de estas cantidades.

A la fecha de elaboración del presente informe, se han recuperado por este concepto 28,74 M€ correspondientes al ejercicio 2016 y se estiman en 64<sup>31</sup> M€ y 2,5 M€ los ingresos previstos por este concepto para el cierre de 2017 y para 2018, respectivamente.

## 4 Retribución adicional de la producción en los sistemas no peninsulares

En este epígrafe se estiman los costes de generación de las instalaciones enmarcadas en la “categoría A”<sup>32</sup>, de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio<sup>33</sup> (RD 738/2015), en los sistemas eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) para los ejercicios 2015 al 2018, cuantificando, en cada caso, la compensación incurrida y prevista con incidencia en la previsión de la tarifa de sector eléctrico para el año 2018.

---

<sup>31</sup> Como consecuencia de la aplicación de la Disposición transitoria única de la Orden ETU/555/2017, de 15 de junio.

<sup>32</sup> Dentro de esta categoría se incluyen los grupos de generación hidroeléctricos no fluyentes y térmicos que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica, así como las instalaciones de cogeneración de potencia neta superior a 15 MW.

<sup>33</sup> Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Al respecto, se realizan las siguientes consideraciones:

- Los datos del ejercicio 2015 (costes incurridos e ingresos realizados) se basan en las liquidaciones mensuales de despacho C5, C6 y C7 que realiza el Operador del Sistema (OS) a cuenta de la definitiva a las instalaciones de esta categoría<sup>34</sup>.
- Análogamente, los datos del ejercicio 2016 se basan en las liquidaciones mensuales C3, C5 y, en su caso, C6 que realiza el OS a cuenta de la definitiva<sup>35</sup>.
- Los importes del ejercicio 2017 han sido estimados teniendo en cuenta los valores de las liquidaciones mensuales C2 y C3 realizadas por el OS para el periodo enero-agosto<sup>36</sup> y con previsiones para el periodo septiembre-diciembre.
- Las previsiones del ejercicio 2018 no coinciden con las que figuran en el «Acuerdo por el que se aprueba la memoria acreditativa para la previsión de la compensación presupuestaria de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares en el ejercicio 2018 [INF/DE/068/17]» aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC en su sesión de 13 de junio de 2017; se ha actualizado la estimación realizada entonces con la mejor información disponible a la fecha de redacción de este documento.

#### 4.1 Ejercicio 2015

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones 'categoría A', de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 ('Ámbito de aplicación') del RD 738/2015 en barras de central (b.c) en los TNP durante el año 2015 alcanzó los 12,4 TWh, de acuerdo con las liquidaciones mensuales de despacho del OS, con unos costes totales de generación de 2.042.887 miles € (costes fijos 521.831 miles € y costes variables 1.521.056 miles €), los cuales

---

<sup>34</sup> 'Ci', donde i es igual a 2, 3, 5, 6 etc. denota la secuencia de liquidaciones provisionales a cuenta de la definitiva. Para el régimen retributivo adicional, que es el que aplica a las instalaciones 'categoría A', las liquidaciones C2, C3 y C5 se corresponden respectivamente con las realizadas a los meses 'm+1', 'm+3' y 'm+10', donde 'm' es el mes de producción. Más allá de la C5 pueden recibirse nuevas liquidaciones (C6, C7, etc.) cuyas variaciones respecto a las anteriores no guarden ya relación con las sucesivas actualizaciones en el sistema de medidas eléctricas, sino por ejemplo con revisiones de los precios de combustibles regulatoriamente reconocidos mediante las correspondientes Resoluciones de la DGPEM.

Para 2015 se dispone a la fecha de redacción de este documento de liquidaciones C6 o C7 para los primeros seis meses del año.

<sup>35</sup> En el caso de 2016 se dispone a la fecha de redacción de este documento de liquidaciones C5 para los diez primeros meses del año.

<sup>36</sup> En el caso de 2017 se dispone a la fecha de redacción de este documento de liquidaciones C3 para los cinco primeros meses del año.

se desglosan por sistemas en 618.226 miles € correspondientes a Baleares, 1.324.693 miles € a Canarias y 99.968 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (1.521.056 miles €) es la suma de i) por un lado, los costes variables de generación determinados por el OS en sus liquidaciones mensuales de despacho (1.351.585 miles €) y ii) por otro lado, los peajes de acceso a la producción, los pagos para la financiación del OS, el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica del 7% y, en su caso, los impuestos especiales (sobre el carbón y los hidrocarburos), conceptos que conjuntamente ascenderían a 169.471 miles €; todo ello conforme con lo dispuesto en el artículo 36 ('Retribución por otros costes operativos') y la Disposición transitoria tercera ('Determinación del precio de combustible hasta la entrada en vigor de la orden definida en el artículo 40.5') del RD 738/2015.

Los ingresos totales reconocidos a las instalaciones 'categoría A' en los TNP en el año 2015 alcanzan un total de 2.265.925 miles € (643.542 miles € correspondientes a Baleares, 1.504.509 miles € a Canarias y 117.874 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla), los cuales se desglosan en: i) ingresos por venta de energía a precio del mercado peninsular (817.682 miles €), e ii) ingresos en concepto de compensación extrapeninsular (1.448.243 miles €), lo cuales se desglosan en 555.106 miles € a cargo de Presupuestos Generales del Estado (PGE) y en 893.137 miles € a cargo del sistema eléctrico (estos dos últimos conceptos son liquidados por la CNMC). La diferencia observada entre las dos cantidades se debe a que los ingresos con cargo a PGE son efectivos a medida que se producen los correspondientes libramientos del Tesoro, y siempre de acuerdo con el resultado del despacho realizado por el OS, tomando dicho valor de despacho como límite. En consecuencia, la diferencia entre los ingresos y los costes totales de generación arroja un saldo de positivo de 223.038 miles € (2.265.925 miles € - 2.042.887 miles €).

De acuerdo con todo lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2015 asciende a 1.225.205 miles €, (335.940 miles € correspondientes a Baleares, 815.296 miles € a Canarias y 73.969 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla), cantidad íntegramente ingresada a los productores. Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 2.042.887 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a Precio Medio Peninsular (PMP), 817.682 miles €.

El siguiente cuadro recoge para los sistemas eléctricos de Baleares, Canarias y Ceuta y Melilla, la producción medida en GWh, el coste total de generación en miles de euros (desglosado en costes fijos y costes variables), los ingresos reconocidos— a cuenta de la liquidación definitiva—, así como el importe en miles de euros correspondiente a la retribución adicional.



**Cuadro IV.10. Retribución adicional de los sistemas eléctricos no peninsulares correspondiente al ejercicio 2015**

Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
<b>Previsión producción en b.c.</b>	<b>GWh</b>	<b>4.020</b>	<b>7.984</b>	<b>409</b>	<b>12.413</b>
<b>Coste generación SNP (A)</b>	<b>miles €</b>	<b>618.226</b>	<b>1.324.693</b>	<b>99.968</b>	<b>2.042.887</b>
<b>Retribución costes fijos</b>	<b>miles €</b>	<b>204.562</b>	<b>277.250</b>	<b>40.019</b>	<b>521.831</b>
<b>Retribución costes variables</b>	<b>miles €</b>	<b>413.664</b>	<b>1.047.443</b>	<b>59.949</b>	<b>1.521.056</b>
Costes variables de generación (1)	miles €	342.501	955.934	53.150	1.351.585
Peaje de acceso	miles €	2.010	3.992	205	6.207
Financiación OS	miles €	735	855	54	1.644
Impuestos especiales	miles €	27.973	0	0	27.973
Impuesto a la producción (7%)	miles €	40.445	86.662	6.540	133.647
<b>Ingresos obtenidos en despacho OS (B)</b>	<b>M€</b>	<b>282.286</b>	<b>509.397</b>	<b>25.999</b>	<b>817.682</b>
<b>Retribución adicional SNP (A) - (B)</b>	<b>M€</b>	<b>335.940</b>	<b>815.296</b>	<b>73.969</b>	<b>1.225.205</b>
<b>Ingresos en concepto de compensación (C)</b>	<b>miles €</b>	<b>361.256</b>	<b>995.112</b>	<b>91.875</b>	<b>1.448.243</b>
<b>Ingresos en concepto de compensación con cargo a PGE</b>	<b>M€</b>	<b>139.100</b>	<b>380.445</b>	<b>35.561</b>	<b>555.106</b>
<b>Ingresos en concepto de compensación con cargo al sector Eléctrico</b>		<b>222.156</b>	<b>614.667</b>	<b>56.314</b>	<b>893.137</b>
<b>Saldo TNP [(B) + (C)] - (A)</b>	<b>miles €</b>	<b>25.316</b>	<b>179.816</b>	<b>17.906</b>	<b>223.038</b>

Fuente: CNMC

## 4.2 Ejercicio 2016

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones 'categoría A', de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 ('Ámbito de aplicación') del RD 738/2015 en b.c. en los TNP durante el año 2016 alcanzó los 12,6 TWh, de acuerdo con las liquidaciones mensuales de despacho del OS, con unos costes totales de generación de 1.864.648 miles € (costes fijos 506.815 miles € y costes variables 1.357.833 miles €), los cuales se desglosan por sistemas en 546.941 miles € correspondientes a Baleares, 1.224.352 miles € a Canarias y 93.355 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (1.357.833 miles €) es la suma de i) por un lado, los costes variables de generación determinados por el OS en sus liquidaciones mensuales de despacho (1.201.516 miles €) y ii) por otro lado, de los peajes de acceso a la producción, los pagos para la financiación del OS, el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica del 7% y, en su caso, los impuestos especiales (sobre el carbón y los hidrocarburos), conceptos que conjuntamente ascenderían a 156.317 miles €; todo ello conforme con lo dispuesto en el artículo 36 y la Disposición transitoria tercera del RD 738/2015.



Los ingresos totales reconocidos a las instalaciones `categoría A´ en los TNP en el año 2016 alcanzan un total de 1.556.689 miles € (449.308 miles € correspondientes a Baleares, 1.033.079 miles € a Canarias y 74.302 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla), los cuales se desglosan en: i) ingresos por venta de energía a precio del mercado peninsular (622.388 miles €), e ii) ingresos en concepto de compensación extrapeninsular (934.301 miles €), lo cuales se desglosan en 554.219 miles € a cargo de PGE y en 380.082 miles € a cargo del sistema eléctrico. Los dos últimos conceptos son liquidados por la CNMC. La diferencia observada entre las dos cantidades se debe en parte a que los ingresos con cargo a PGE son efectivos a medida que se producen los correspondientes libramientos del Tesoro, y siempre de acuerdo con el resultado del despacho realizado por el OS, tomando dicho valor de despacho como límite. Además, se tiene que los ingresos mensuales con cargo al sistema eléctrico se calculan de conformidad con lo dispuesto en el artículo 72.4.b)<sup>37</sup> del RD 738/2015, que establece que dicho importe mensual se calculará como la diferencia entre el importe del extracoste despachado, acumulado hasta el mes `n´ de liquidación, y la cuantía de la compensación prevista para el extracoste consignada en los PGE correspondientes a esos mismos meses —con el límite absoluto del 50% del coste previsto—. Por tanto, esta formulación combina datos reales y previstos para calcular el importe de los pagos con cargo al sistema por el extracoste que reciben los sujetos afectados. En consecuencia, la diferencia entre los ingresos y los costes totales de generación arroja un saldo negativo de 307.959 miles € (1.556.689 miles € - 1.864.648 miles €).

De acuerdo con todo lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2016 asciende a 1.242.260 miles €, (343.554 miles € correspondientes a Baleares, 825.913 miles € a Canarias y 72.793 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 1.864.648 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a PMP, 622.388 miles €. El siguiente cuadro recoge para los sistemas eléctricos de Baleares, Canarias y Ceuta y Melilla, la producción medida en GWh, el coste total de generación en miles de euros (desglosado en costes fijos y costes variables), los ingresos reconocidos— a cuenta de la liquidación definitiva—, así como el importe en miles de euros correspondiente a la retribución adicional.

<sup>37</sup> En su literalidad, el apartado 4 b) del artículo 72 del Real decreto 738/2015, de 31 de julio dispone que la cuantía de los pagos provisionales mensuales con cargo al sistema se determinará como «*la diferencia entre la retribución acumulada hasta ese mes, la cuantía liquidada en el despacho de producción por el operador del sistema y la cuantía con cargo a los Presupuestos Generales del Estado correspondiente a los mismos meses conforme a lo previsto en el artículo 4.a) del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, por el que se regula el procedimiento de presupuestación, 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.*»

**Cuadro IV.11. Retribución adicional de los sistemas eléctricos no peninsulares correspondiente al ejercicio 2016**

Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	4.172	8.090	409	12.671
<b>Coste generación SNP (A)</b>	<b>miles €</b>	<b>546.941</b>	<b>1.224.352</b>	<b>93.355</b>	<b>1.864.648</b>
Retribución costes fijos	miles €	192.253	275.333	39.229	506.815
Retribución costes variables	miles €	354.688	949.019	54.126	1.357.833
Costes variables de generación (1)	miles €	289.735	864.021	47.760	1.201.516
Peaje de acceso	miles €	2.086	4.045	205	6.336
Financiación OS	miles €	752	855	54	1.661
Impuestos especiales	miles €	26.334	0	0	26.334
Impuesto a la producción (7%)	miles €	35.781	80.098	6.107	121.986
<b>Ingresos obtenidos en despacho OS (B)</b>	<b>M€</b>	<b>203.387</b>	<b>398.439</b>	<b>20.562</b>	<b>622.388</b>
<b>Retribución adicional SNP (A) - (B)</b>	<b>M€</b>	<b>343.554</b>	<b>825.913</b>	<b>72.793</b>	<b>1.242.260</b>
<b>Ingresos en concepto de compensación (C)</b>	<b>miles €</b>	<b>272.816</b>	<b>715.860</b>	<b>65.182</b>	<b>1.053.858</b>
Ingresos en concepto de compensación con cargo a PGE	miles €	136.408	357.930	32.591	526.929
Ingresos en concepto de compensación con cargo al sector Eléctrico	miles €	136.408	357.930	32.591	526.929
<b>Saldo TNP [(B) + (C)] - (A)</b>	<b>miles €</b>	<b>-70.738</b>	<b>-110.053</b>	<b>-7.611</b>	<b>-188.402</b>

Fuente: CNMC

### 4.3 Previsión de cierre 2017

En coherencia con las previsiones de la CNMC de la demanda en b.c y de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para el cierre del ejercicio 2017, se estima que la producción de energía eléctrica en b.c a partir de instalaciones 'categoría A' en los TNP durante 2017 alcance los 13,0 TWh.

Los costes totales de generación se estiman en 1.742.711 miles de € (costes fijos 479.006 miles € y costes variables 1.263.705 miles €), los cuales han sido determinados sobre la base de las liquidaciones mensuales e intermedias realizadas por el OS para el periodo enero-agosto de 2017 y las previsiones para el periodo septiembre-diciembre de dicho año que figuran en el documento «Evolución de la demanda y previsión de la cobertura: Cierre del año 2017 y previsión de 2018 en TNP, Balear, Canario y Ceuta y Melilla» elaborado por el citado operador, una vez escalada la demanda estimada por el OS a la estimada por la CNMC.

Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (1.263.705 miles €) es la suma de i) por un lado, los costes variables de generación (1.113.220 miles €) y ii) por otro lado, los peajes de acceso a la producción, los pagos para

la financiación del OS, el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica del 7% y, en su caso, los impuestos especiales (sobre el carbón y los hidrocarburos), conceptos que conjuntamente ascenderían a 150.485 miles €; todo ello conforme con lo dispuesto en el artículo 36 y la Disposición transitoria tercera del RD 738/2015.

Los ingresos reconocidos a las instalaciones `categoría A´ en los TNP en el año 2017 en concepto de liquidación por venta de energía a PMP alcanzarían un total de 821.760 miles €, los cuales se desglosan por sistemas en 272.104 miles € correspondientes a Baleares, 523.244 miles € a Canarias y 26.412 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

El PMP estimado para 2017 es igual a 50,99 €/MWh, el cual ha sido obtenido con los precios medios aritméticos mensuales publicados por OMIE entre enero y septiembre de 2017 y de los precios base de los futuros publicados por OMIP entre octubre y diciembre de 2017. Este precio peninsular se corrige en cada sistema no peninsular según el factor de apuntamiento ajustado al perfil de carga horario registrado en 2016 (último año natural completo disponible), lo cual da lugar a precios de 62,67 €/MWh en Baleares, 63,31 €/MWh en Canarias y 64,58 €/MWh en Ceuta y Melilla.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2017 asciende a 920.951 miles €, (258.262 miles € correspondientes a Baleares, 609.112 miles € a Canarias y 53.577 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 1.742.711 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a Precio Medio Peninsular (PMP), 821.760 miles €.

El siguiente cuadro recoge para los sistemas eléctricos de Baleares, Canarias y Ceuta y Melilla, la producción medida en GWh, el coste total de generación en miles de euros (desglosado en costes fijos y costes variables), los ingresos reconocidos en despacho por el OS, así como el importe en miles de euros correspondiente a la retribución adicional.

**Cuadro IV.12. Retribución adicional de los sistemas eléctricos no peninsulares prevista para el cierre de 2017**

Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
<b>Previsión producción en b.c.</b>	<b>GWh</b>	<b>4.342</b>	<b>8.265</b>	<b>409</b>	<b>13.016</b>
<b>Coste generación SNP (A)</b>	<b>miles €</b>	<b>530.366</b>	<b>1.132.356</b>	<b>79.989</b>	<b>1.742.711</b>
<b>Retribución costes fijos</b>	<b>miles €</b>	<b>182.112</b>	<b>258.090</b>	<b>38.804</b>	<b>2.760</b>
<b>Retribución costes variables</b>	<b>miles €</b>	<b>348.254</b>	<b>874.266</b>	<b>41.185</b>	<b>1.263.705</b>
Costes variables de generación (1)	miles €	282.364	795.167	35.689	1.113.220
Peaje de acceso	miles €	2.171	4.133	205	6.509
Financiación OS	miles €	843	887	58	1.788
Impuestos especiales	miles €	28.179	0	0	28.179
Impuesto a la producción (7%)	miles €	34.697	74.079	5.233	114.009
<b>Ingresos obtenidos en despacho OS (B)</b>	<b>miles €</b>	<b>272.104</b>	<b>523.244</b>	<b>26.412</b>	<b>821.760</b>
<b>Retribución adicional SNP (A) - (B)</b>	<b>miles €</b>	<b>258.262</b>	<b>609.112</b>	<b>53.577</b>	<b>920.951</b>

Fuente: CNMC

#### 4.4 Previsión 2018

Los valores mostrados a continuación no coinciden con los que figuran en el «Acuerdo por el que se aprueba la memoria acreditativa para la previsión de la compensación presupuestaria de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares en el ejercicio 2018 [INF/DE/068/17]» aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, en su sesión de 13 de junio de 2017, porque a la fecha de elaboración de este documento se considera que se dispone de una mejor previsión de la producción b.c. en los TNP y además el cálculo de los costes totales de generación se basan ahora en los precios de los combustibles publicados mediante sendas Resoluciones de 19 de junio<sup>38</sup> y 26 de julio<sup>39</sup> de 2017 de la DGPEM.

Esta nueva previsión, de monto total inferior a la proporcionada en junio, se basa en la estimación para el 2018 remitida por el OS y ENDESA en el marco de la elaboración de este informe durante el mes de septiembre, que figura en los documentos «Evolución de la demanda y previsión de la cobertura: Cierre del año 2017 y previsión de 2018 en TNP, Balear, Canario y Ceuta y Melilla» y «Previsiones de generación y coste de predicción por grupo», si bien los costes variables han sido adaptados conforme a la previsión de la demanda considerada por la CNMC, ligeramente inferior a la contemplada por el OS, y

<sup>38</sup> Resolución de 19 de junio de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios definitivos del combustible gas natural del segundo trimestre de 2015 a aplicar en la liquidación de cada grupo generador en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares para dicho periodo.

<sup>39</sup> Resolución de 26 de julio de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios del producto de la Hulla, Fuel Oil, Diesel Oil y Gasoil de 2016 a aplicar en la liquidación de 2016.

considerando asimismo las previsiones de la CNMC de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Se estima que la producción de energía eléctrica en b.c. a partir de instalaciones 'categoría A' en los TNP durante 2018 alcance los 13,2 TWh.

Los costes totales de generación se estiman en 1.788.551 miles € (costes fijos 463.808 miles € y costes variables 1.324.743 miles €). Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (1.324.743 miles €) es la suma de i) por un lado, los costes variables de generación (1.169.442 miles €) y ii) por otro lado, los peajes de acceso a la producción, los pagos para la financiación del OS, el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica del 7% y, en su caso, los impuestos especiales (sobre el carbón y los hidrocarburos), conceptos que conjuntamente ascenderían a 155.301 miles €; todo ello conforme con lo dispuesto en el artículo 36 y la Disposición transitoria tercera del RD 738/2015.

Los ingresos reconocidos a las instalaciones 'categoría A' en los TNP en el año 2018 en concepto de liquidación por venta de energía a PMP alcanzan un total de 733.413 miles€, los cuales se desglosan por sistemas en 246.666 miles € correspondientes a Baleares, 463.221 miles € a Canarias y 23.526 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

El PMP estimado para 2018 es igual a 44,87 €/MWh, el cual ha sido obtenido partir de la media aritmética de las cotizaciones de los futuros anuales correspondientes a dicho año, negociados en el mercado de futuros de electricidad organizado por OMIP durante el periodo existente entre el 19 de marzo de 2017 y el 19 de septiembre de 2017. Este precio peninsular se corrige en cada sistema no peninsular según el factor de apuntamiento ajustado al perfil de carga horario registrado en 2016, lo cual da lugar a precios de 55,15 €/MWh en Baleares, 55,71 €/MWh en Canarias y 56,83 €/MWh en Ceuta y Melilla.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2018 ascendería a 1.055.138 miles €, (296.632 miles € correspondientes a Baleares, 690.899 miles € a Canarias y 67.607 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 1.788.551 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a Precio Medio Peninsular (PMP), 733.413 miles €.

El Cuadro IV.13 resume para los sistemas eléctricos de Baleares, Canarias y Ceuta y Melilla, la producción medida en GWh, el coste total de generación en millones de euros (desglosado en costes fijos y costes variables), los ingresos reconocidos en despacho por el OS, así como el importe en millones de euros correspondiente a la retribución adicional.

**Cuadro IV.13. Retribución adicional de los sistemas eléctricos no peninsulares prevista para 2018**

Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	4.473	8.315	414	13.202
<b>Coste generación SNP (A)</b>	<b>miles €</b>	<b>543.298</b>	<b>1.154.120</b>	<b>91.133</b>	<b>1.788.551</b>
Retribución costes fijos	miles €	175.027	249.292	39.489	463.808
Retribución costes variables	miles €	368.271	904.828	51.644	1.324.743
Costes variables de generación (1)	miles €	299.745	824.280	45.417	1.169.442
Peaje de acceso	miles €	2.237	4.158	207	6.602
Financiación OS	miles €	843	887	58	1.788
Impuestos especiales	miles €	29.903	0	0	29.903
Impuesto a la producción (7%)	miles €	35.543	75.503	5.962	117.008
<b>Ingresos obtenidos en despacho OS (B)</b>	<b>miles €</b>	<b>246.666</b>	<b>463.221</b>	<b>23.526</b>	<b>733.413</b>
<b>Retribución adicional TNP (A) - (B)</b>	<b>miles €</b>	<b>296.632</b>	<b>690.899</b>	<b>67.607</b>	<b>1.055.138</b>

Fuente: CNMC

## 5 Cuotas

El importe correspondiente a la tasa de la CNMC y del segundo ciclo de combustible nuclear es el resultado de aplicar las tasas establecidas en la normativa vigente a los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2017 y 2018 (véase Cuadro IV.14).

**Cuadro IV.14. Previsión de cierre de 2017 y 2018 del importe correspondiente a la tasa de la CNMC y del segundo ciclo de combustible nuclear**

	Previsión de cierre 2017		Previsión 2018	
	Orden ETU/1976/2016	Importe cuotas (miles €)	Orden ETU/1976/2016	Importe cuotas (miles €)
Previsión de ingresos (1)	13.805.100		13.812.270	
Concepto de coste	Orden ETU/1976/2016 (%)	Importe cuotas (miles €)	Orden ETU/1976/2016 (%)	Importe cuotas (miles €)
CNMC	0,150	20.708	0,150	20.718
2ª parte de combustible nuclear	0,001	138	0,001	138

Fuente: CNMC

(1) Se excluyen los ingresos del acuerdo ETSO y los ingresos de las rentas de gestión de restricciones



## 6 Anualidades para la financiación del déficit

### 6.1 Déficit de actividades reguladas ejercicio 2005

El importe estimado de la anualidad de 2018 correspondiente al derecho de cobro por la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas del ejercicio 2005, asciende a 282.121 miles de euros. En el Cuadro IV.19 se detallan las hipótesis de cálculo. Tanto el tipo de interés como la anualidad provisional, tendrán que ajustarse cuando estén disponibles las cotizaciones del Euribor de noviembre. Con los datos disponibles a fecha actual, el tipo de interés sería negativo, como ya ocurrió en 2016 y 2017.

**Cuadro IV.15. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente al déficit 2005 en 2018**

DERECHOS DE COBRO DEL DEFICIT DE 2005		
IMPORTE PROVISIONAL PENDIENTE DE COBRO A 31-12-16 (miles de euros)		
IdPC a 31-12-15	1.417.652,41	:importe definitivo pendiente de cobro a 31-12-15 (Resolución de 1 de marzo de 2016 de la DGPEYM)
Anualidad 2016	282.869,33	:anualidad prevista Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre
i(N)2015	-0,089%	:euribor medio 3M noviembre 2015, Act 365.
<b>IPPC a 31-12-16</b>	<b>1.133.521,37</b>	<b>:importe provisional pendiente de cobro a 31-12-16.</b>

ANUALIDAD PROVISIONAL 2017 (miles de euros)		
i(N)2016	-0,306%	:euribor medio 3M, del 1 al 15 de septiembre 2016, Act 365.
p	4	:número de pagos anuales pendientes
<b>Anualidad 2017</b>	<b>281.215,80</b>	<b>:anualidad año 2017</b>

Fuente: CNMC

### 6.2 Adjudicatarios de la 2ª subasta del déficit ex ante

La anualidad a imputar en 2018 para financiar el déficit adjudicado en la citada subasta, de acuerdo con las condiciones establecidas en la Orden ITC/694/2008, de 7 de marzo, por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta, y se precisa el contenido y las características del derecho de cobro correspondiente a la financiación ex ante del desajuste de ingresos de las actividades reguladas, asciende a 94.382,52 miles de euros. Para calcularla, se ha tomado la media de las cotizaciones diarias del Euribor a tres meses del 1 al 15 de septiembre de 2017 (-0,335%) más el diferencial que resultó de la subasta, 65 puntos básicos, resultando un tipo de interés del 0,315%. Tanto el tipo de interés como la anualidad deberán ajustarse cuando estén disponibles las cotizaciones del Euribor de noviembre (véase Cuadro IV.16).

**Cuadro IV.16. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente a los adjudicatarios de la 2ª subasta de déficit ex ante en 2018**

TITULIZACION DEL DEFICIT EX-ANTE DE LA SUBASTA DEL 12 DE JUNIO DE 2008		
IMPORTE PENDIENTE DE COBRO A 31-12-17 (miles de euros)		
(+) IDPC a 31-12-16	602.556,53	:importe definitivo pendiente de cobro 31-12-16 según consta en la Resolución de 9 de febrero de 2017 de la Dirección General de Política Energética y Minas.
i(N)2016 + difer.	0,333%	:media del euríbor a 3 meses de noviembre 2016, Act 365, más diferencial resultante de la subasta de 12 de junio de 2008 (65 puntos básicos)
(+) Intereses 2017	2.006,51	:intereses devengados en el año 2017 según artículos 3, 8 y concordantes de Orden ITC/694/2008 de 7 de marzo y Resolución extinta CNE de 12 de junio de 2008.
(-) Anualidad 2017	94.437,12	:anualidad año 2017 según art. 10 punto 2 cap V de Orden ITC/694/2008
<b>(=) IdPC a 31-12-17</b>	<b>510.125,92</b>	<b>:Importe pendiente de cobro a 31-12-2017</b>

ANUALIDAD 2017 (miles de euros)		
i(N)2017 + difer.	0,315%	:media del euríbor a 3 meses del 1 al 15 de septiembre de 2017, Act 365. más diferencial resultante de subasta de 12 de junio de 2008 (65 puntos básicos)
p	5,46	: número de pagos anuales pendientes
<b>Anualidad 2018</b>	<b>94.475,52</b>	

Fuente: CNMC y Resolución de 9 de febrero de 2017 de la DGPEM

### 6.3 Déficit 2013

De conformidad con lo establecido en el R.D. 1054/2014, de 12 de diciembre, por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del sistema eléctrico en el año 2013 y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos posteriores, la anualidad para recuperar el derecho de cobro del Déficit 2013, es constante a lo largo del periodo 2017-2021, y asciende a 277.761,01 miles de euros. El tipo de interés es fijo a lo largo de dicho periodo y asciende al 2,195%.

### 6.4 Anualidad correspondiente a FADE

Hasta la fecha actual se han realizado, en total, 70 emisiones de FADE. Once de ellas en 2011 (de la 1ª a la 11ª), 18 en 2012 (de la 12ª a la 29ª), 16 en 2013 (de la 30ª a la 45ª), 3 en 2014 (de la 46ª a la 48ª), 7 en 2015 (de la 49ª a la 55ª), 12 en 2016 (de la 56ª a la 67ª) y 3 en 2017 (de la 68ª a la 70ª). Las empresas eléctricas han cedido derechos de cobro a FADE como consecuencia de todas las emisiones hasta la 45ª (excepto en las emisiones 23ª, 24ª y parcialmente en la 31ª, 40ª y 45ª). Desde la emisión 46ª hasta la 70ª, el importe recaudado ha servido para refinanciar vencimientos de bonos emitidos por FADE.

En este sentido, el importe de las emisiones de FADE realizadas en 2017 se ha destinado a refinanciación. Como consecuencia de estas emisiones, no se



incrementa la deuda del sistema eléctrico con FADE, y por lo tanto no se genera ninguna anualidad, sino que únicamente se incorporan ajustes a la misma dentro del año 2017, en función de la variación de la TIR media ponderada del Fondo.

El ajuste total realizado en 2017, con la información disponible a fecha 17 de septiembre de 2017, sobre la anualidad de FADE prevista en la Orden ETU/1976/2016, ha ascendido a -21.534.092,25 €. Se compone de:

- Un ajuste de -8.342.813,54 € por la emisión 68<sup>a</sup>, que se ha destinado a refinanciación de vencimientos de FADE.
- Un ajuste de -3.443.354,41 € por la emisión 69<sup>a</sup>, que se ha destinado a refinanciación de vencimientos de FADE.
- Un ajuste de -729.567,03 € por la amortización de bonos que realizó FADE el 17/03/2017.
- Un ajuste de -17.394.493,59 € por la emisión 70<sup>a</sup>, que se ha destinado a refinanciación de vencimientos de FADE.
- Un ajuste de 8.376.136,33 € por la amortización de bonos que realizó FADE el 17/09/2017.

Con todo ello, la anualidad que se liquidará a FADE en 2017, con la mejor previsión disponible a fecha 17 de septiembre de 2017, asciende a 2.163.488.309,87 €.

Cabe indicar que FADE debe realizar al menos una emisión adicional en 2017 para hacer frente a sus vencimientos de fecha 17 de diciembre de 2017, por lo que esta previsión deberá ser nuevamente ajustada antes del cierre de este año.

Para calcular el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2017 de los derechos cedidos a FADE, se ha seguido el procedimiento establecido en el artículo 9.2.ii del R.D. 437/2010, de 9 de abril, *por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico*. Los intereses se calculan con el tipo de interés con el que se fijó la anualidad de 2017, y que equivale a la TIR media ponderada de las emisiones vivas a 30 de noviembre de 2016, incluidas comisiones, más 30 puntos básicos.

**Cuadro IV.17. Importe pendiente de cobro a 31/12/2017 de los derechos de cobro cedidos a FADE.**

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2016 (€)	Tipo de interés (%)	Intereses (€)	Anualidad 2017 (€)	Importe pendiente de cobro a 31/12/2017 (€)
1ª	1.372.666.456,86	3,818%	52.408.405,32	181.898.044,42	1.243.176.817,76
2ª	1.382.016.336,17	3,818%	52.765.383,71	181.792.652,34	1.252.989.067,54
3ª	1.391.317.229,60	3,818%	53.120.491,83	181.521.779,36	1.262.915.942,07
4ª	706.536.286,30	3,818%	26.975.555,41	91.028.874,85	642.482.966,86
5ª	1.090.632.305,26	3,818%	41.640.341,41	135.951.343,96	996.321.302,71
6ª	231.181.777,70	3,818%	8.826.520,27	28.503.962,90	211.504.335,07
7ª	70.349.528,66	3,818%	2.685.945,00	8.673.868,57	64.361.605,10
8ª	89.594.332,09	3,818%	3.420.711,60	11.009.930,63	82.005.113,05
9ª	70.463.176,76	3,818%	2.690.284,09	8.644.603,57	64.508.857,28
10ª	419.751.714,05	3,818%	16.026.120,44	51.368.491,92	384.409.342,57
11ª	107.726.012,89	3,818%	4.112.979,17	13.183.323,95	98.655.668,12
12ª	185.180.942,90	3,818%	7.070.208,40	22.458.412,00	169.792.739,30
13ª	167.550.134,55	3,818%	6.397.064,14	20.320.179,25	153.627.019,44
14ª	271.444.592,86	3,818%	10.363.754,56	32.893.492,48	248.914.854,94
15ª	121.927.320,52	3,818%	4.655.185,10	14.763.056,49	111.819.449,13
16ª	119.644.750,05	3,818%	4.568.036,56	14.486.681,05	109.726.105,56
17ª	148.503.286,90	3,818%	5.669.855,49	17.980.895,54	136.192.246,86
18ª	175.561.273,42	3,818%	6.702.929,42	21.239.821,04	161.024.381,80
19ª	432.603.007,89	3,818%	16.516.782,84	52.294.855,08	396.824.935,65
20ª	98.601.545,32	3,818%	3.764.607,00	11.919.365,86	90.446.786,46
21ª	93.263.874,20	3,818%	3.560.814,72	11.255.861,26	85.568.827,65
22ª	632.882.105,60	3,818%	24.163.438,79	76.196.494,63	580.849.049,76
25ª	61.012.008,93	3,818%	2.329.438,50	6.968.119,98	56.373.327,46
26ª	88.475.544,60	3,818%	3.377.996,29	10.089.651,84	81.763.889,05
27ª	1.384.020.117,36	3,818%	52.841.888,08	157.131.017,76	1.279.730.987,68
28ª	78.852.533,54	3,818%	3.010.589,73	8.939.095,37	72.924.027,90
29ª	127.644.751,59	3,818%	4.873.476,62	14.438.469,19	118.079.759,02
30ª	133.388.104,97	3,818%	5.092.757,85	15.065.975,05	123.414.887,77
31ª Cesión	555.497.937,28	3,818%	21.208.911,25	62.559.134,57	514.147.713,96
32ª	70.272.031,88	3,818%	2.682.986,18	7.873.693,65	65.081.324,40
33ª	135.646.470,67	3,818%	5.178.982,25	15.187.624,48	125.637.828,44
34ª	54.499.111,23	3,818%	2.080.776,07	6.101.979,89	50.477.907,41
35ª	77.484.460,48	3,818%	2.958.356,70	8.662.987,76	71.779.829,42
36ª	70.880.839,91	3,818%	2.706.230,47	7.890.515,79	65.696.554,59
37ª	1.205.311.184,83	3,818%	46.018.781,04	134.080.049,57	1.117.249.916,30
38ª	60.750.875,08	3,818%	2.319.468,41	6.733.870,91	56.336.472,58
39ª	1.456.573.453,12	3,818%	55.611.974,44	160.765.360,27	1.351.420.067,29
40ª Cesión	51.384.611,92	3,818%	1.961.864,48	5.663.415,88	47.683.060,52
41ª	1.667.281.760,32	3,818%	63.656.817,61	178.623.600,83	1.552.314.977,10
42ª	221.566.604,66	3,818%	8.459.412,97	23.689.388,98	206.336.628,64
43ª	371.583.399,16	3,818%	14.187.054,18	39.728.837,72	346.041.615,62
44ª	254.869.887,01	3,818%	9.730.932,29	27.250.098,91	237.350.720,38
45ª Cesión	922.116.018,49	3,818%	35.206.389,59	98.193.522,58	859.128.885,50
<b>Total FADE</b>	<b>18.428.509.697,56</b>	-	<b>703.600.500,25</b>	<b>2.185.022.402,13</b>	<b>16.947.087.795,68</b>

Fuente: CNMC

Una vez obtenido el importe pendiente de cobro, se ha calculado la anualidad para 2018 aplicando la fórmula del artículo 10.1 del R.D. 437/2010, teniendo en cuenta el número de pagos anuales pendientes para la satisfacción del derecho (que varía entre 8,07 años para la emisión 1ª y 10,85 años para la emisión 45ª),

---

y el tipo de interés de actualización, que asciende al 3,724%, con la información disponible a fecha actual.

Este tipo de interés se calcula siguiendo la fórmula del artículo 8.2 del R.D. 437/2010, como la tasa interna de rendimiento (TIR) media ponderada de las emisiones vivas a 30 de noviembre de 2017, incluidas comisiones, más un diferencial de 30 puntos básicos, y debe ser comunicado a la CNMC por parte de la Sociedad Gestora del Fondo de Titulización en fecha 30 de noviembre de 2017, en los términos establecidos en el artículo 10.1 del R.D. 437/2010.

El tipo de interés se ha calculado con los datos disponibles a fecha actual, teniendo en cuenta las amortizaciones de bonos de fecha 17 de septiembre de 2017. Pero dado que FADE tiene que realizar al menos una emisión antes de final de año para hacer frente a sus vencimientos de diciembre, habrá de ajustarse en fecha 30 de noviembre de 2017.

La anualidad de FADE para 2018 que se muestra en el siguiente cuadro estará sometida a los ajustes derivados de emisiones para refinanciación y amortizaciones de bonos que se produzcan durante el ejercicio 2018.

**Cuadro IV.18. Anualidades provisionales para 2018 de los derechos de cobro cedidos a FADE**

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2017 (€)	Tipo de interés (%)	Nº pagos anuales pendientes (p)	Anualidad 2018 (€)
1ª	1.243.176.817,76	3,724%	8,07	181.184.755,03
2ª	1.252.989.067,54	3,724%	8,15	181.073.869,73
3ª	1.262.915.942,07	3,724%	8,24	180.797.440,74
4ª	642.482.966,86	3,724%	8,38	90.660.474,95
5ª	996.321.302,71	3,724%	8,76	135.380.293,56
6ª	211.504.335,07	3,724%	8,89	28.382.744,90
7ª	64.361.605,10	3,724%	8,89	8.636.981,45
8ª	82.005.113,05	3,724%	8,93	10.962.932,15
9ª	64.508.857,28	3,724%	8,95	8.607.632,64
10ª	384.409.342,57	3,724%	8,98	51.148.182,63
11ª	98.655.668,12	3,724%	8,98	13.126.783,28
12ª	169.792.739,30	3,724%	9,09	22.361.101,98
13ª	153.627.019,44	3,724%	9,09	20.232.133,96
14ª	248.914.854,94	3,724%	9,10	32.750.836,55
15ª	111.819.449,13	3,724%	9,11	14.698.971,40
16ª	109.726.105,56	3,724%	9,11	14.423.795,68
17ª	136.192.246,86	3,724%	9,11	17.902.842,10
18ª	161.024.381,80	3,724%	9,12	21.147.535,85
19ª	396.824.935,65	3,724%	9,13	52.067.429,09
20ª	90.446.786,46	3,724%	9,13	11.867.529,53
21ª	85.568.827,65	3,724%	9,15	11.206.820,34
22ª	580.849.049,76	3,724%	9,18	75.863.597,70
25ª	56.373.327,46	3,724%	9,86	6.935.790,28
26ª	81.763.889,05	3,724%	9,88	10.042.759,34
27ª	1.279.730.987,68	3,724%	9,94	156.397.005,52
28ª	72.924.027,90	3,724%	9,96	8.897.267,08
29ª	118.079.759,02	3,724%	9,99	14.370.736,60
30ª	123.414.887,77	3,724%	10,01	14.995.179,61
31ª Cesión	514.147.713,96	3,724%	10,05	62.264.178,34
32ª	65.081.324,40	3,724%	10,12	7.836.352,77
33ª	125.637.828,44	3,724%	10,13	15.115.537,45
34ª	50.477.907,41	3,724%	10,13	6.073.017,25
35ª	71.779.829,42	3,724%	10,15	8.621.801,11
36ª	65.696.554,59	3,724%	10,21	7.852.814,99
37ª	1.117.249.916,30	3,724%	10,22	133.438.887,97
38ª	56.336.472,58	3,724%	10,27	6.701.537,33
39ª	1.351.420.067,29	3,724%	10,33	159.989.626,01
40ª Cesión	47.683.060,52	3,724%	10,35	5.636.043,87
41ª	1.552.314.977,10	3,724%	10,76	177.731.560,13
42ª	206.336.628,64	3,724%	10,79	23.570.806,99
43ª	346.041.615,62	3,724%	10,79	39.529.967,06
44ª	237.350.720,38	3,724%	10,79	27.113.693,08
45ª Cesión	859.128.885,50	3,724%	10,85	97.699.692,74
<b>Total FADE</b>	<b>16.947.087.795,68</b>	-	-	<b>2.175.298.940,76</b>

Fuente: CNMC

## 7 Pagos por capacidad

De acuerdo con la aplicación de la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y la Orden ETU/1976/2016, de 31 de enero, se ha realizado la estimación de los costes derivados del derecho de cobro de pagos por capacidad para los años 2017 y 2018.

En la estimación de los pagos por capacidad de 2017, se ha considerado los pagos ya liquidados por el sistema durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de agosto de 2017.

A efectos del cobro del incentivo a la inversión en 2018, se ha tenido en cuenta la finalización de los derechos de aquellas unidades cuyo plazo de cobro expire en el periodo estudiado (Arcos 3, Cartagena 1,2, y 3, Guardo 2, La Robla y Soto de Ribera 3), y no se han tenido en cuenta nuevas altas en 2018.

A efectos del cobro del servicio de disponibilidad en 2018, se ha considerado el cumplimiento total de los requisitos establecidos para su cobro y el cierre de Tarragona.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriores, el cuadro siguiente recoge las estimaciones realizadas de los derechos de cobro por incentivo a la inversión e incentivo a la disponibilidad para el cierre del ejercicio 2017 y 2018

**Cuadro IV.19. Derecho de cobro de los Pagos por capacidad estimados para los años 2017 y 2018**

Miles de €	Previsión cierre 2017	Previsión 2018
<b>Incentivo inversión</b>	224.721	197.336
<b>Servicio de disponibilidad</b>	169.391	178.476
<b>Total</b>	<b>394.112</b>	<b>375.812</b>

Fuente: CNMC y OS

No obstante lo anterior, a la fecha de elaboración de este informe está en fase de informe la propuesta de Orden por la que se modifica la orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, en cuya disposición transitoria primera se establece, por una parte, que el servicio de disponibilidad aplicará durante el primer semestre de 2018 y, por otra parte, se excluyen del ámbito de aplicación del servicio de disponibilidad, las instalaciones de generación hidráulica. En caso de materializarse las modificaciones incluidas en dicha propuesta de Orden, el coste asociado al servicio de disponibilidad correspondiente al ejercicio 2018 ascendería a 81.530 miles de €.

# **ANEXO V. PREVISIÓN SOBRE EL NÚMERO DE CLIENTES, POTENCIAS CONTRATADAS Y CONSUMOS DE LOS CLIENTES ACOGIDOS A PVPC DESAGREGADAS POR SUBSISTEMA**

**Cuadro V.1. Nº de clientes, potencia facturada y consumo de los clientes acogidos a PVPC. Subsistema peninsular**

<b>AÑO 2016</b>			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	11.209.620	42.185.972	22.607.855
PVPC con DHA	636.469	3.365.831	3.862.458
PVPC con DHS	2.040	11.107	22.622
<b>Total</b>	<b>11.848.129</b>	<b>45.562.909</b>	<b>26.492.936</b>

<b>AÑO 2017</b>			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	10.559.885	39.443.431	21.390.519
PVPC con DHA	624.835	3.081.457	3.342.427
PVPC con DHS	1.956	11.428	21.415
<b>Total</b>	<b>11.186.676</b>	<b>42.536.316</b>	<b>24.754.361</b>

<b>AÑO 2018</b>			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	10.010.692	37.300.116	20.385.653
PVPC con DHA	554.484	2.725.967	2.656.118
PVPC con DHS	1.723	10.258	18.746
<b>Total</b>	<b>10.566.900</b>	<b>40.036.341</b>	<b>23.060.516</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro V.2. Nº de clientes, potencia facturada y consumo de los clientes acogidos a PVPC. Subsistema balear**

**AÑO 2016**

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	284.558	1.369.307	819.903
PVPC con DHA	5.374	30.635	42.811
PVPC con DHS	31	172	122
<b>TOTAL</b>	<b>289.962</b>	<b>1.400.114</b>	<b>862.837</b>

**AÑO 2017**

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	261.500	1.221.317	737.188
PVPC con DHA	5.327	29.098	37.073
PVPC con DHS	33	185	127
<b>TOTAL</b>	<b>266.860</b>	<b>1.250.600</b>	<b>774.388</b>

**AÑO 2018**

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	239.726	1.119.237	703.782
PVPC con DHA	5.201	27.855	29.622
PVPC con DHS	34	197	134
<b>TOTAL</b>	<b>244.961</b>	<b>1.147.290</b>	<b>733.538</b>

Fuente: CNMC



**Cuadro V.3. Nº de clientes, potencia facturada y consumo de los clientes acogidos a PVPC. Subsistema canario**

**AÑO 2016**

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	643.617	2.386.262	1.449.691
PVPC con DHA	4.909	26.862	71.758
PVPC con DHS	41	197	41
<b>TOTAL</b>	<b>648.567</b>	<b>2.413.321</b>	<b>1.521.491</b>

**AÑO 2017**

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	593.256	2.176.983	1.317.161
PVPC con DHA	5.561	26.586	63.003
PVPC con DHS	69	319	444
<b>TOTAL</b>	<b>598.886</b>	<b>2.203.888</b>	<b>1.380.608</b>

**AÑO 2018**

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	544.237	1.990.661	1.193.566
PVPC con DHA	5.969	26.919	52.294
PVPC con DHS	116	510	262
<b>TOTAL</b>	<b>550.322</b>	<b>2.018.090</b>	<b>1.246.122</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro V.4. Nº de clientes, potencia facturada y consumo de los clientes acogidos a PVPC. Subsistema ceutí**

**AÑO 2016**

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	n.d	n.d	n.d
PVPC con DHA	n.d	n.d	n.d
PVPC con DHS	n.d	n.d	n.d
<b>TOTAL</b>	<b>n.d</b>	<b>n.d</b>	<b>n.d</b>

**AÑO 2017**

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	n.d	n.d	n.d
PVPC con DHA	n.d	n.d	n.d
PVPC con DHS	n.d	n.d	n.d
<b>TOTAL</b>	<b>n.d</b>	<b>n.d</b>	<b>n.d</b>

**AÑO 2018**

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	n.d	n.d	n.d
PVPC con DHA	n.d	n.d	n.d
PVPC con DHS	n.d	n.d	n.d

Fuente: CNMC

**Cuadro V.5. Nº de clientes, potencia facturada y consumo de los clientes acogidos a PVPC. Subsistema melillense**

<b>AÑO 2016</b>			
<b>Tarifa</b>	<b>Nº Clientes</b>	<b>Potencia Facturada (kW)</b>	<b>Consumo (MWh)</b>
PVPC sin DH	n.d	n.d	n.d
PVPC con DHA	n.d	n.d	n.d
PVPC con DHS	n.d	n.d	n.d
<b>TOTAL</b>	<b>n.d</b>	<b>n.d</b>	<b>n.d</b>

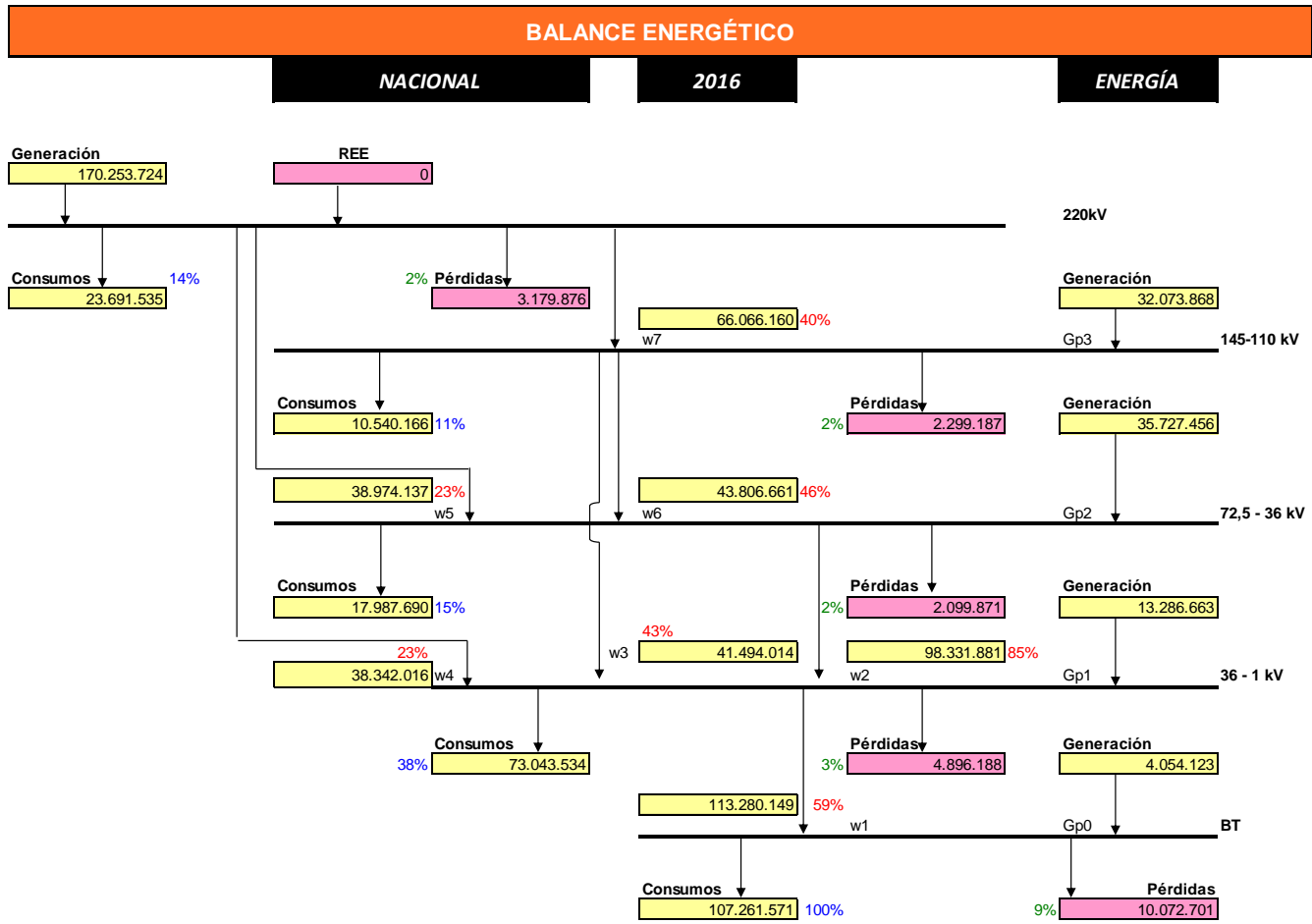
<b>AÑO 2017</b>			
<b>Tarifa</b>	<b>Nº Clientes</b>	<b>Potencia Facturada (kW)</b>	<b>Consumo (MWh)</b>
PVPC sin DH	n.d	n.d	n.d
PVPC con DHA	n.d	n.d	n.d
PVPC con DHS	n.d	n.d	n.d
<b>TOTAL</b>	<b>n.d</b>	<b>n.d</b>	<b>n.d</b>

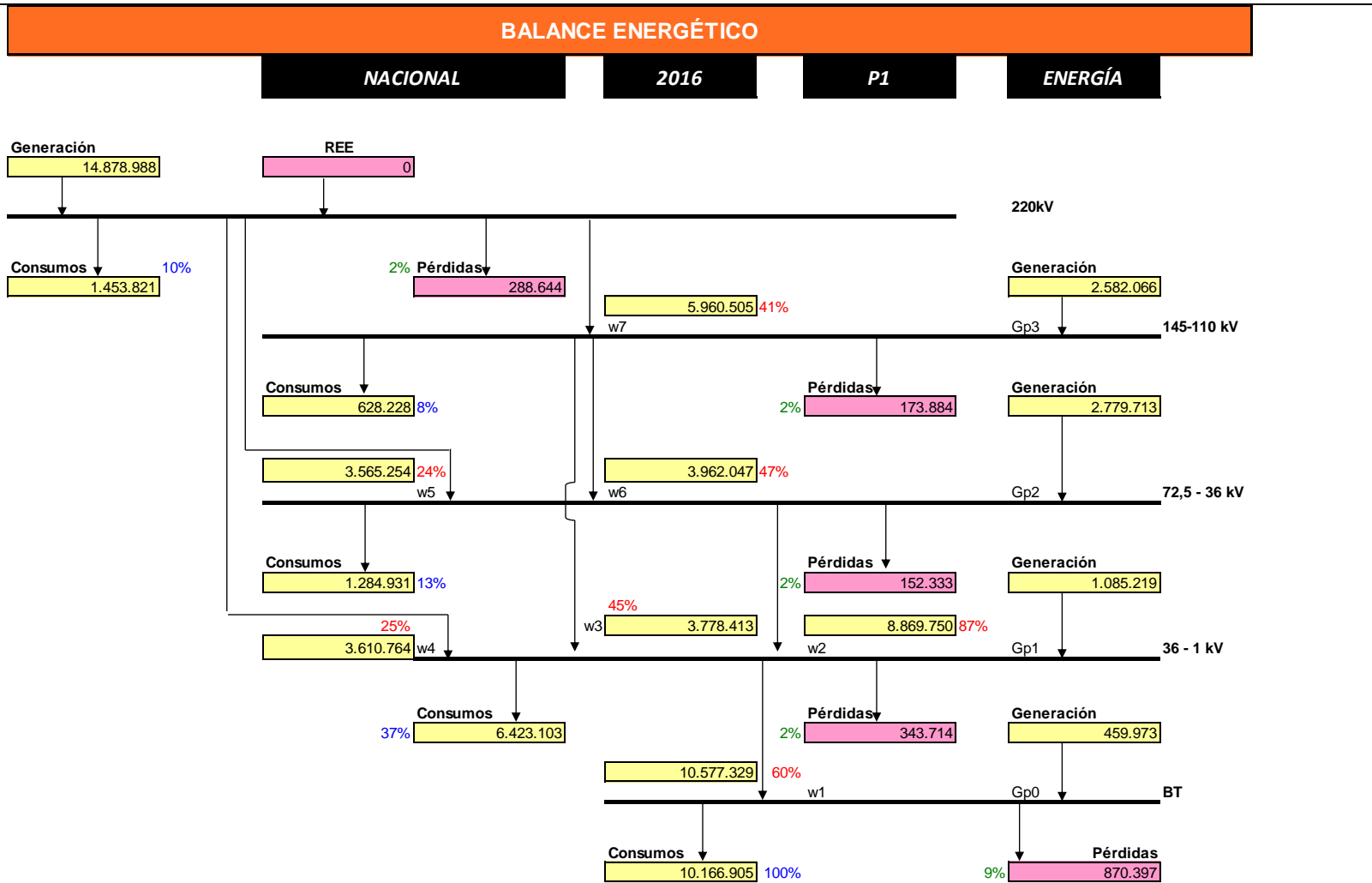
<b>AÑO 2018</b>			
<b>Tarifa</b>	<b>Nº Clientes</b>	<b>Potencia Facturada (kW)</b>	<b>Consumo (MWh)</b>
PVPC sin DH	n.d	n.d	n.d
PVPC con DHA	n.d	n.d	n.d
PVPC con DHS	n.d	n.d	n.d
<b>TOTAL</b>	<b>n.d</b>	<b>n.d</b>	<b>n.d</b>

Fuente: CNMC

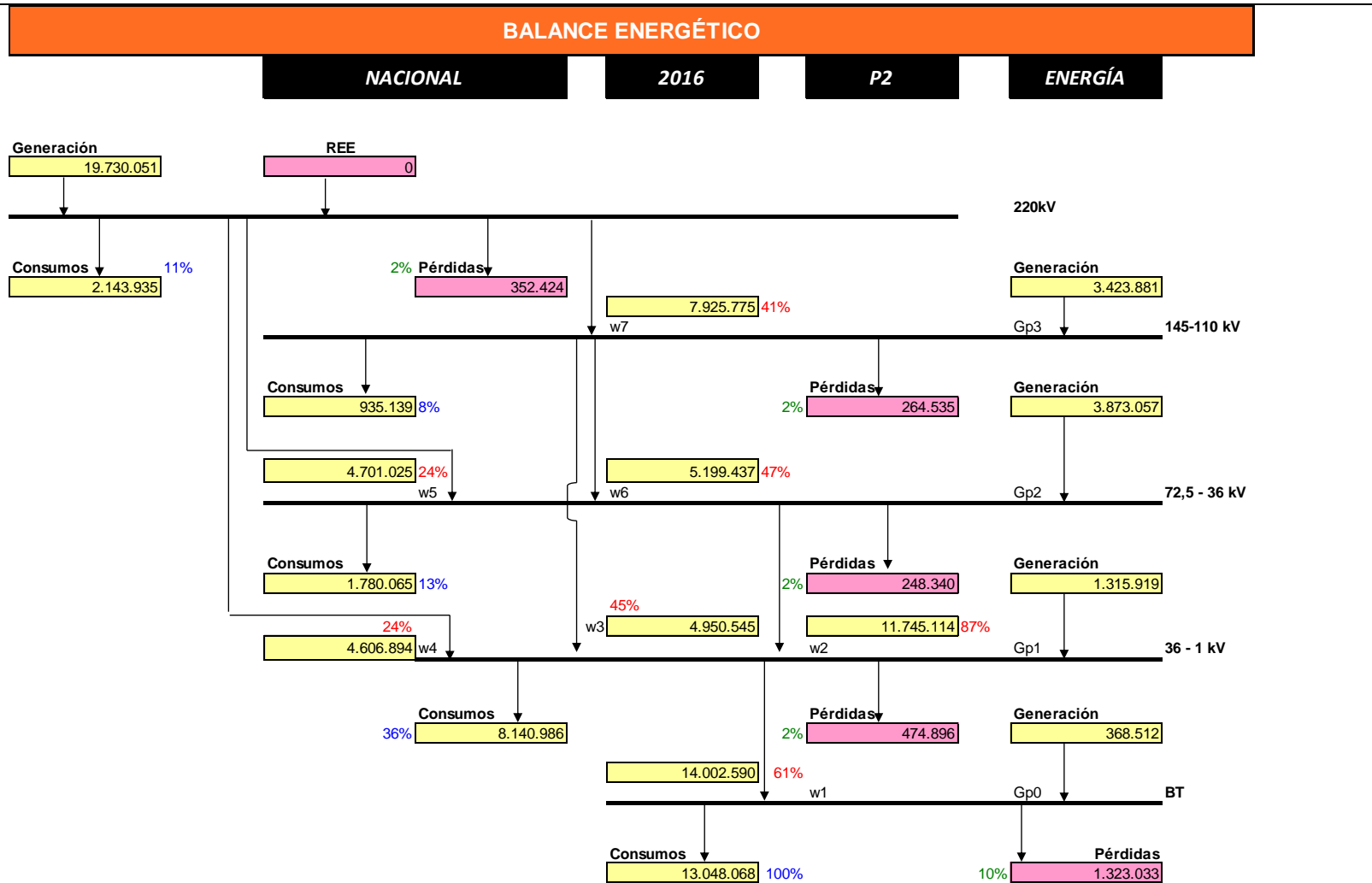
# ANEXO VI. BALANCES DE POTENCIA Y ENERGÍA. AÑO 2016



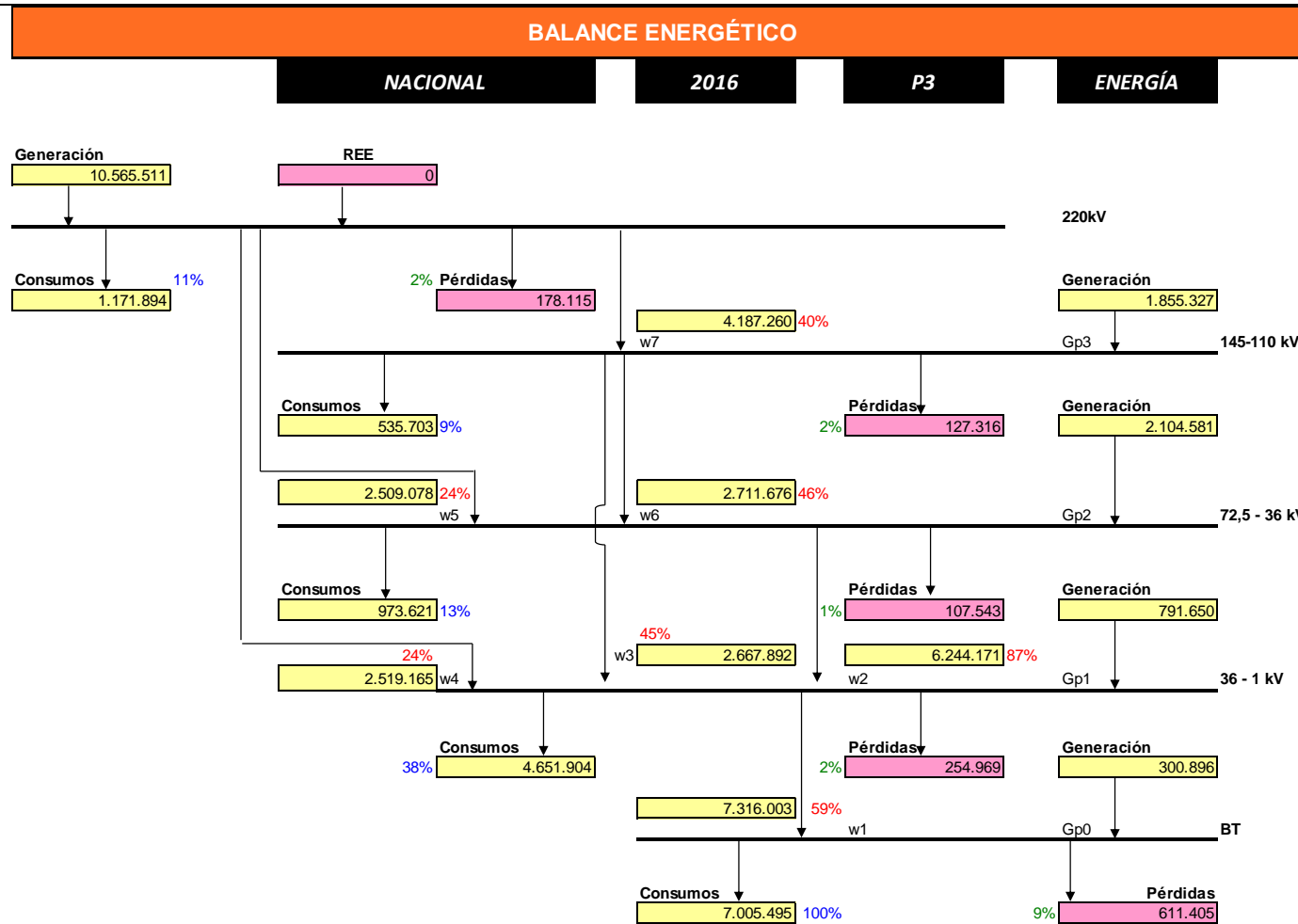
(\*) Unidades en MWh  
 Fuentes: Empresas eléctricas



(\*) Unidades en MWh  
 Fuentes: Empresas eléctricas



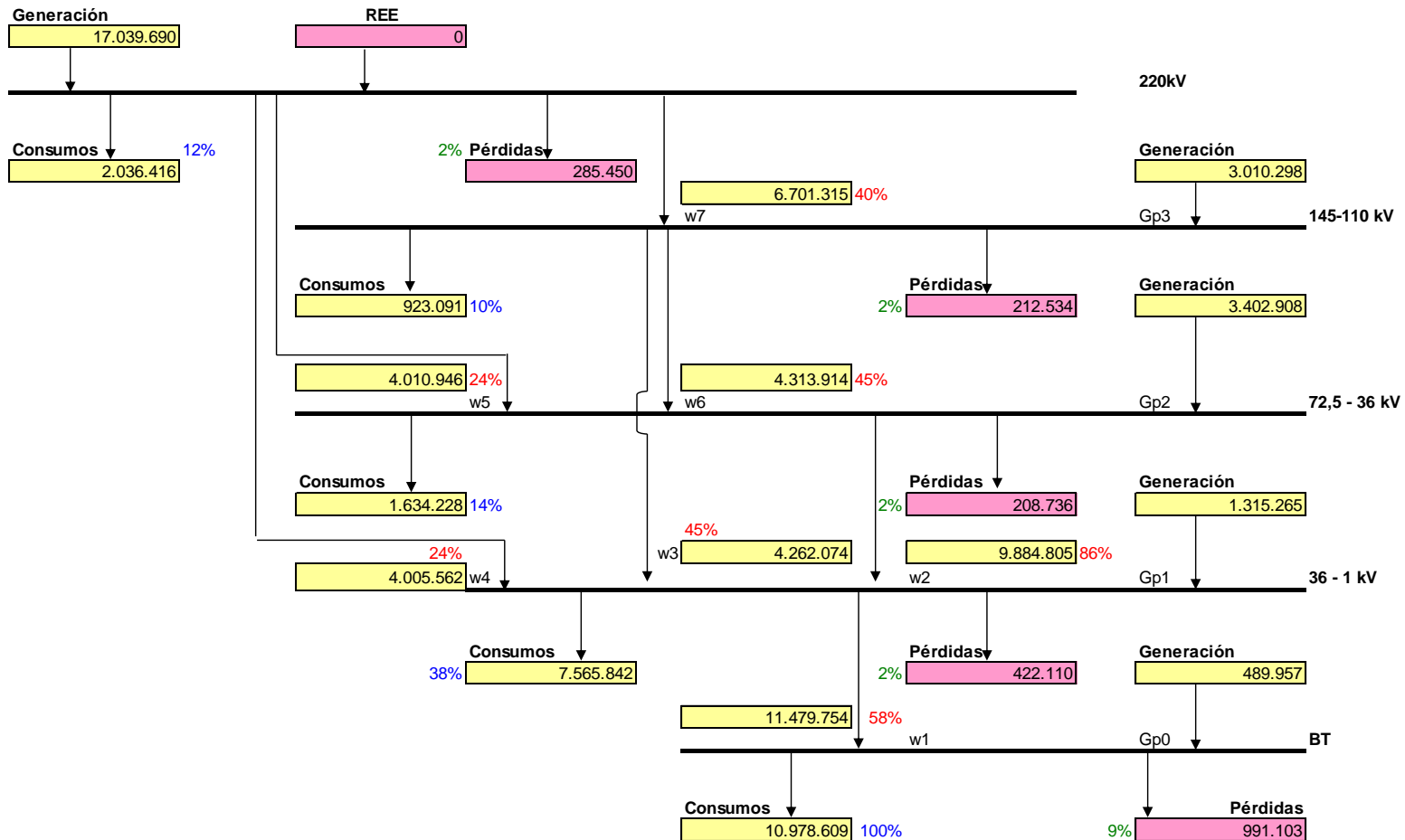
(\*) Unidades en MWh  
 Fuentes: Empresas eléctricas





**BALANCE ENERGÉTICO**

**NACIONAL      2016      P4      ENERGÍA**

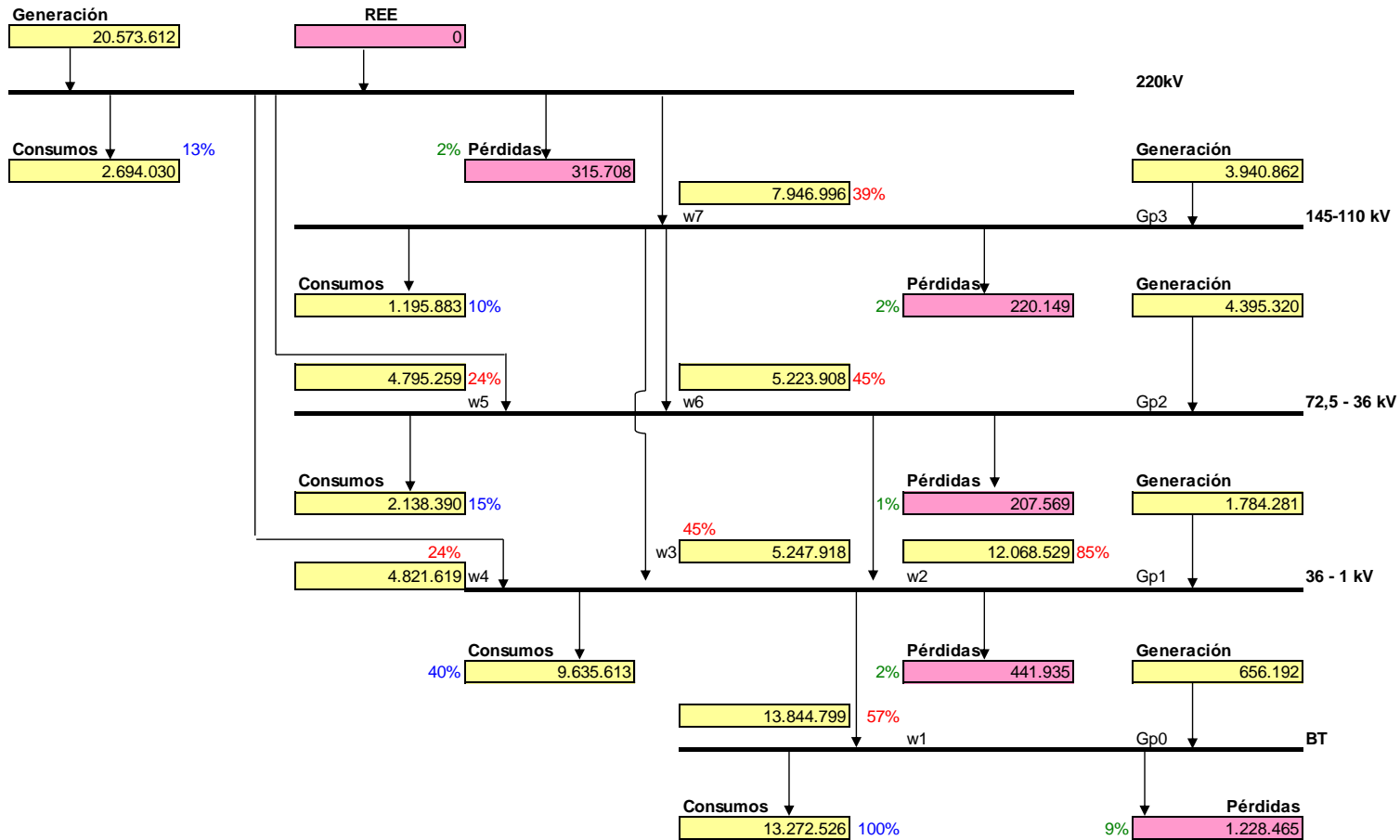


(\*) Unidades en MWh

Fuentes: Empresas eléctricas

**BALANCE ENERGÉTICO**

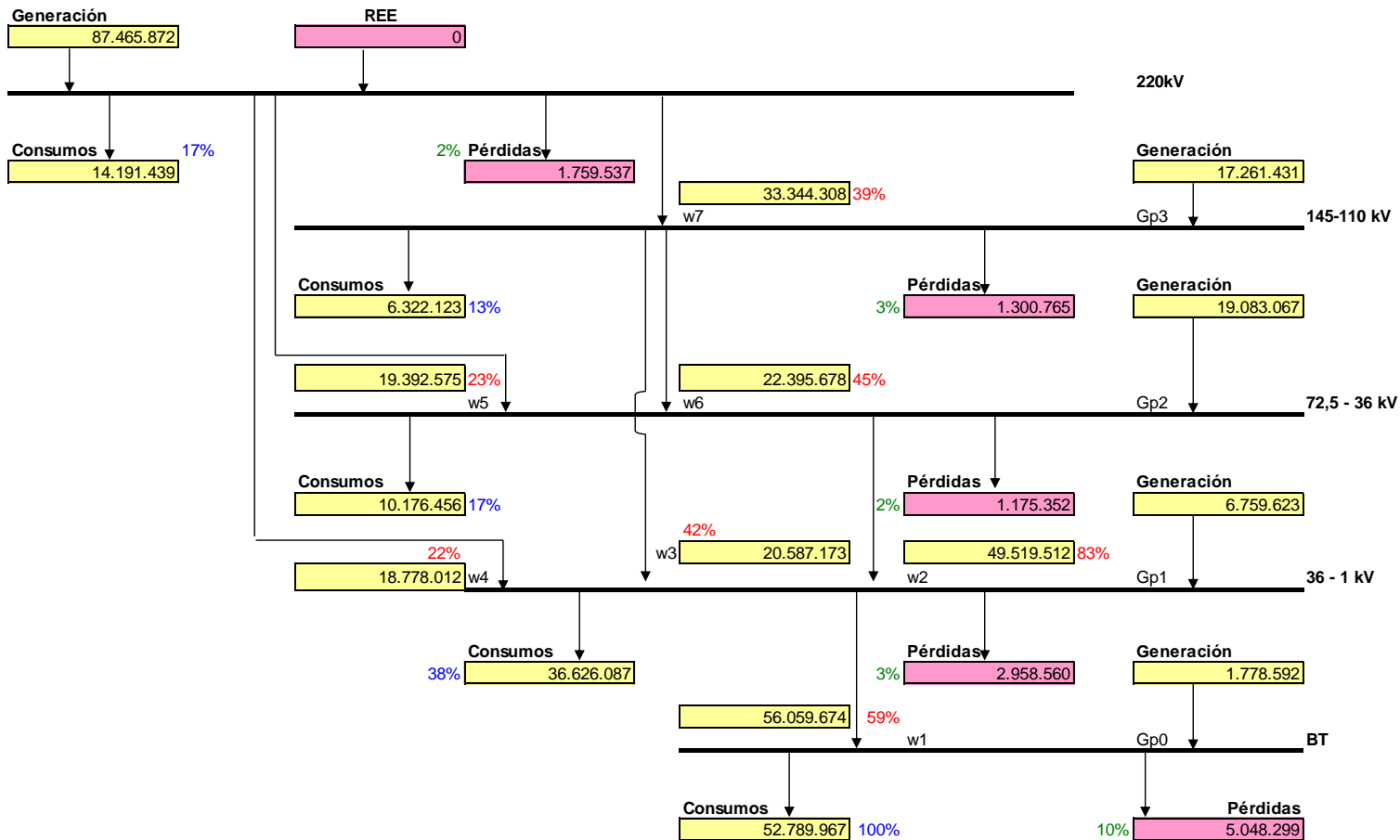
**NACIONAL      2016      P5      ENERGÍA**



(\*) Unidades en MWh  
 Fuentes: Empresas eléctricas

**BALANCE ENERGÉTICO**

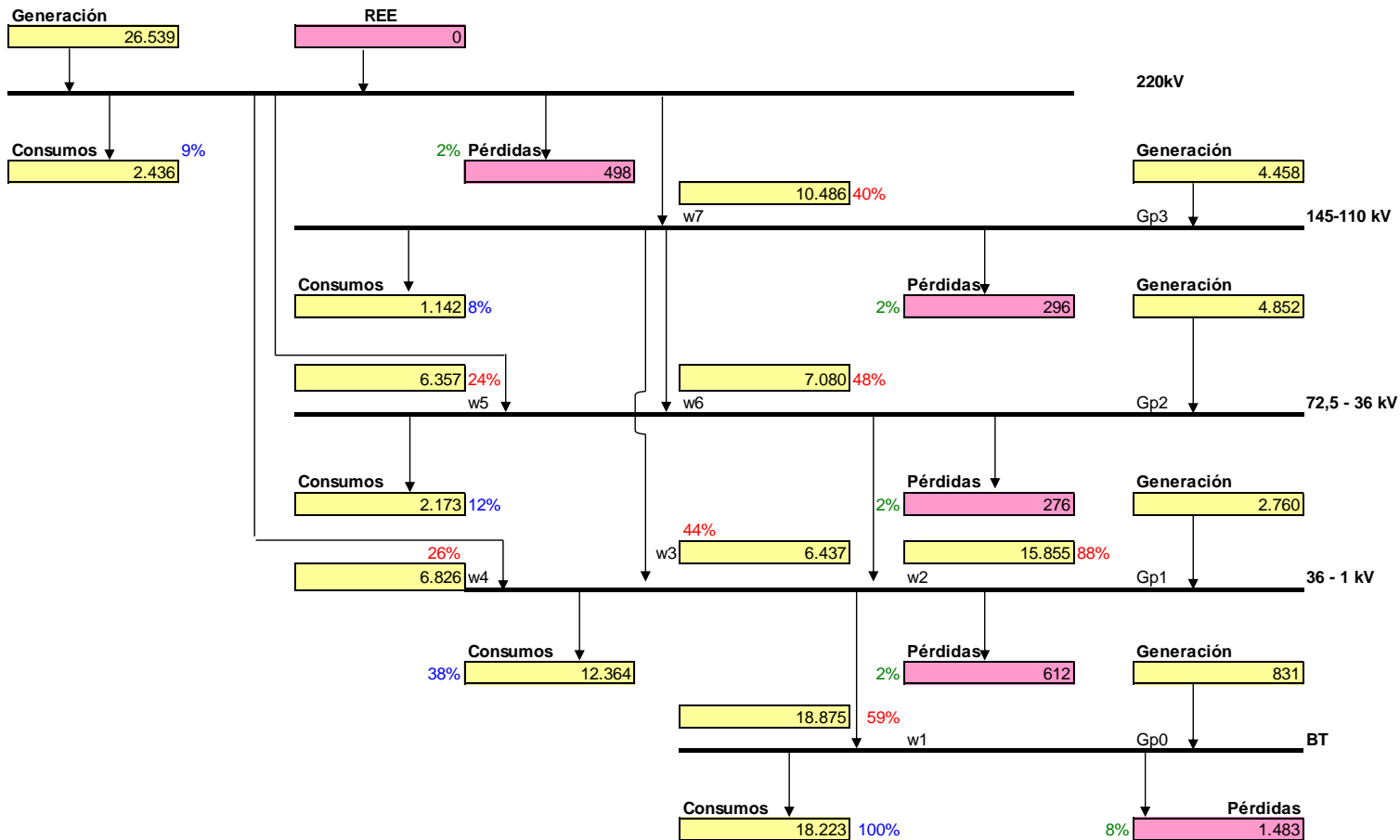
**NACIONAL      2016      P6      ENERGÍA**



(\*) Unidades en MWh  
 Fuentes: Empresas eléctricas

**BALANCE ENERGÉTICO**

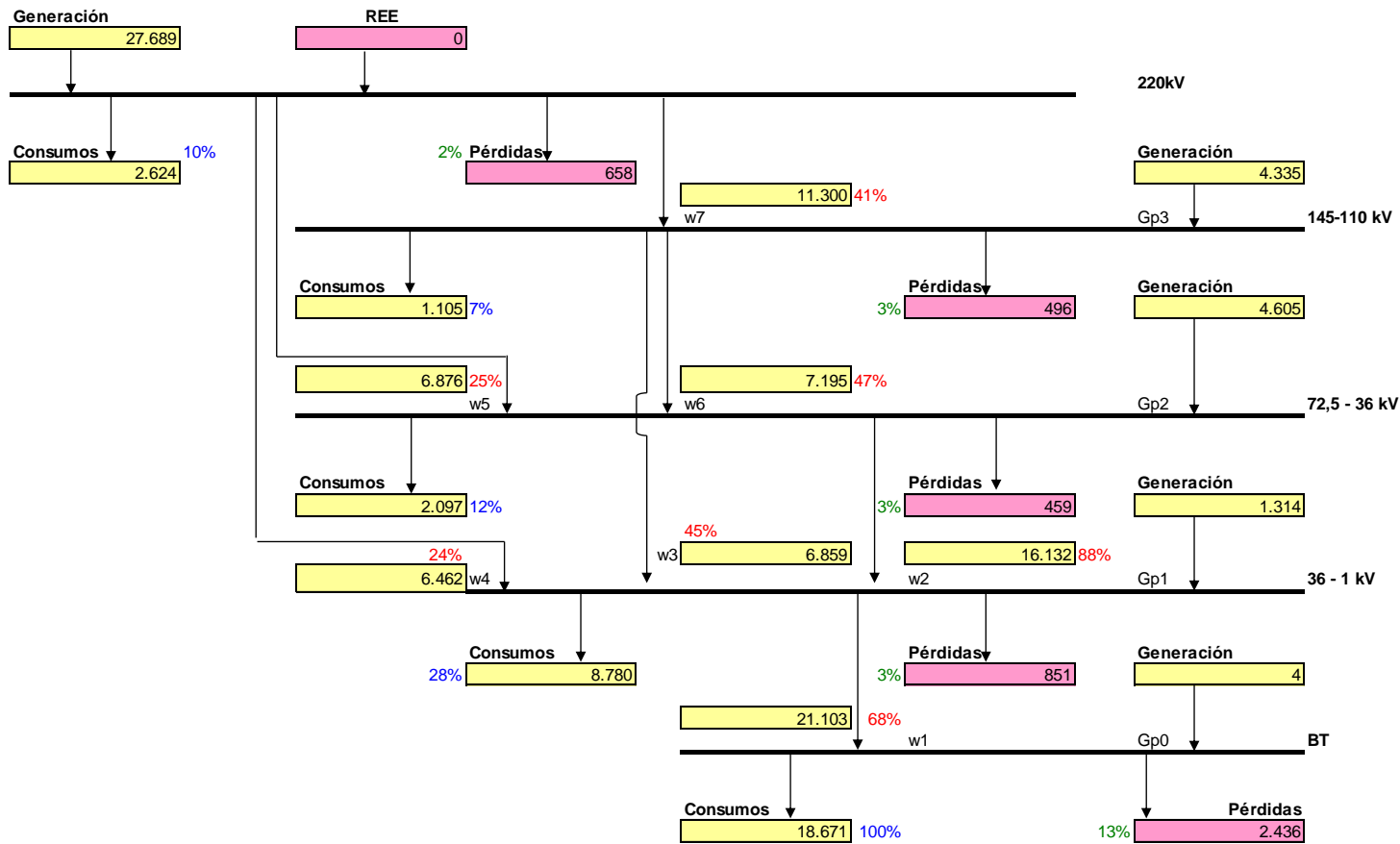
**NACIONAL      2016      P1      POTENCIA**



(\*) Unidades en MWh  
 Fuentes: Empresas eléctricas

**BALANCE ENERGÉTICO**

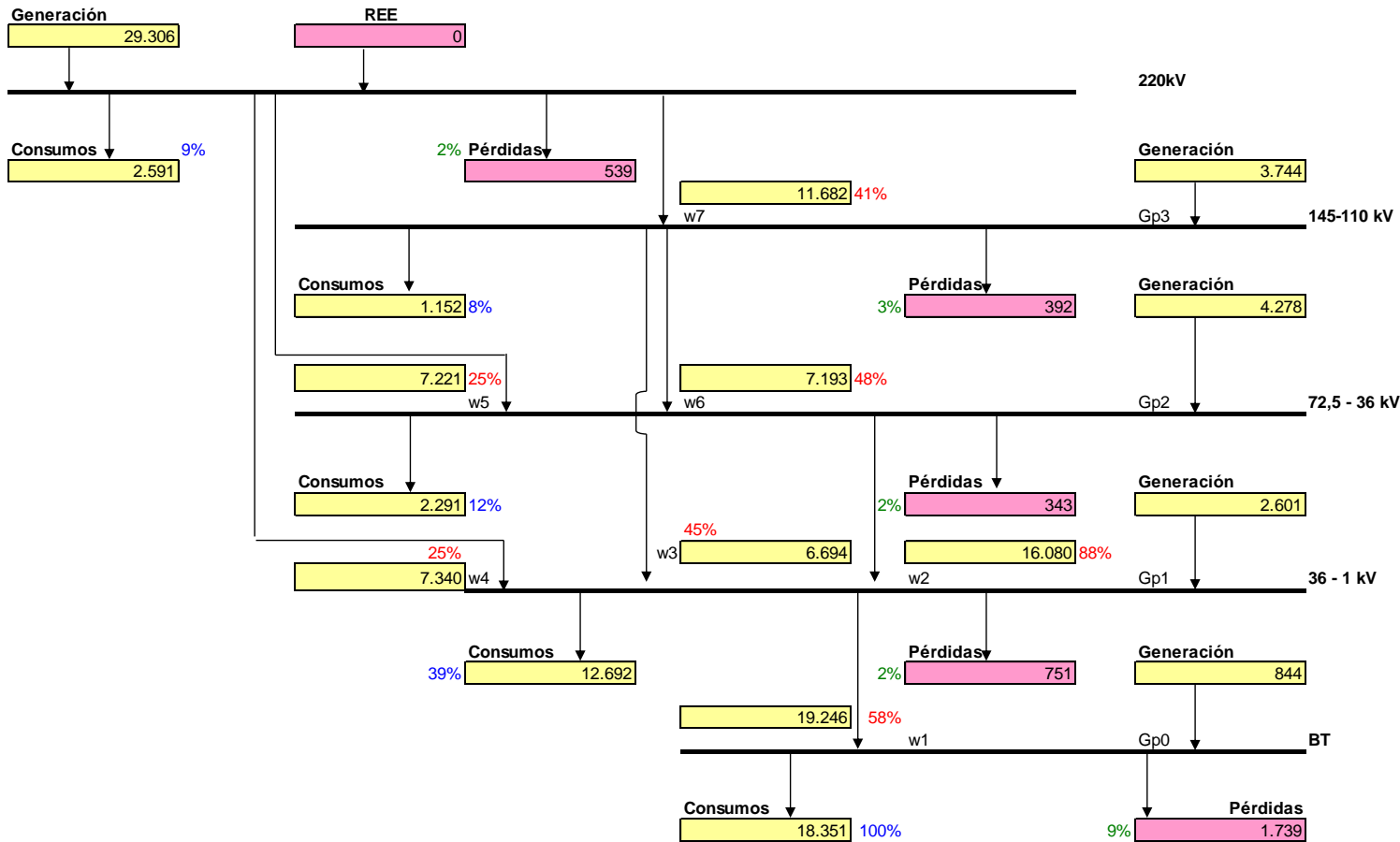
**NACIONAL      2016      P2      POTENCIA**



(\*) Unidades en MWh  
 Fuentes: Empresas eléctricas

**BALANCE ENERGÉTICO**

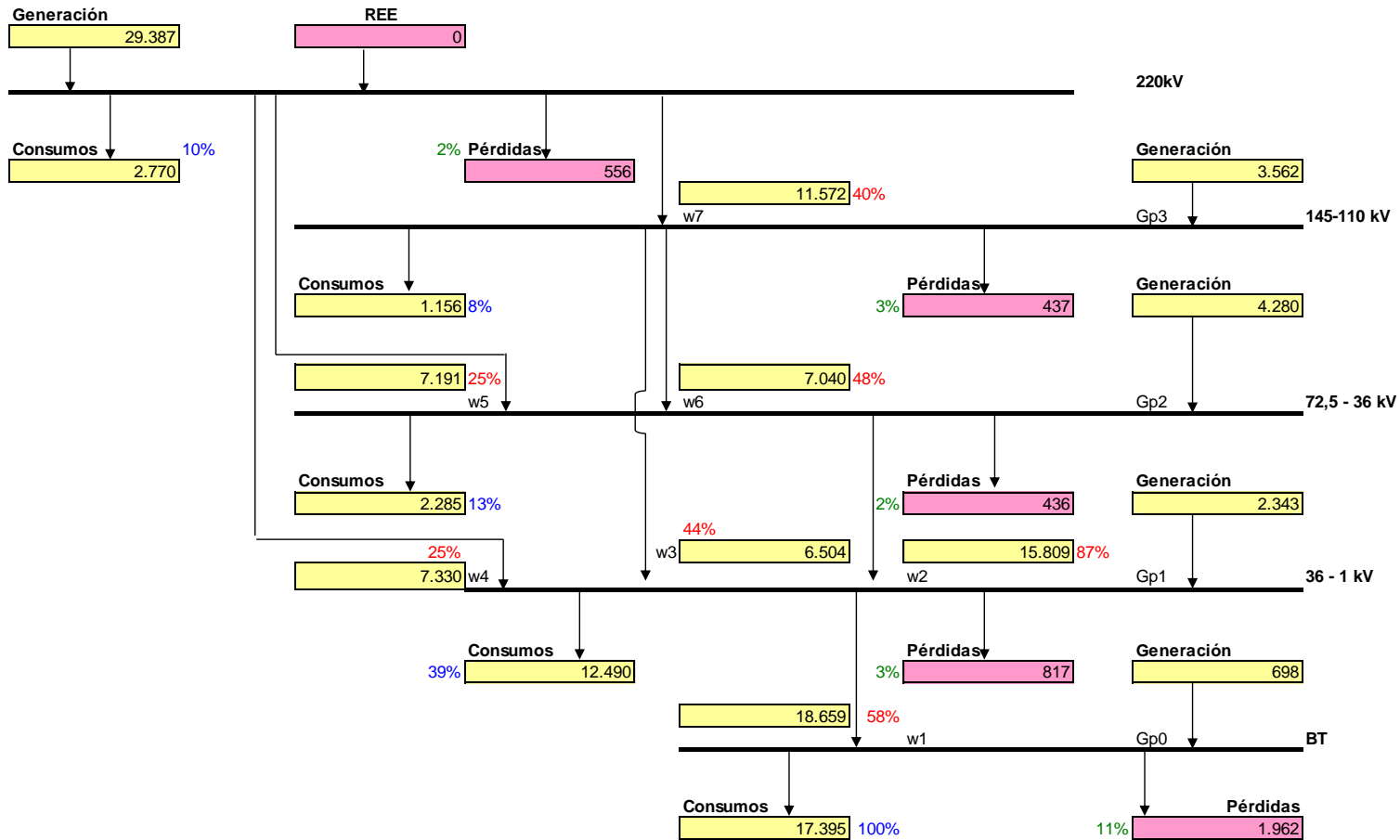
**NACIONAL      2016      P3      POTENCIA**



(\*) Unidades en MWh  
 Fuentes: Empresas eléctricas

**BALANCE ENERGÉTICO**

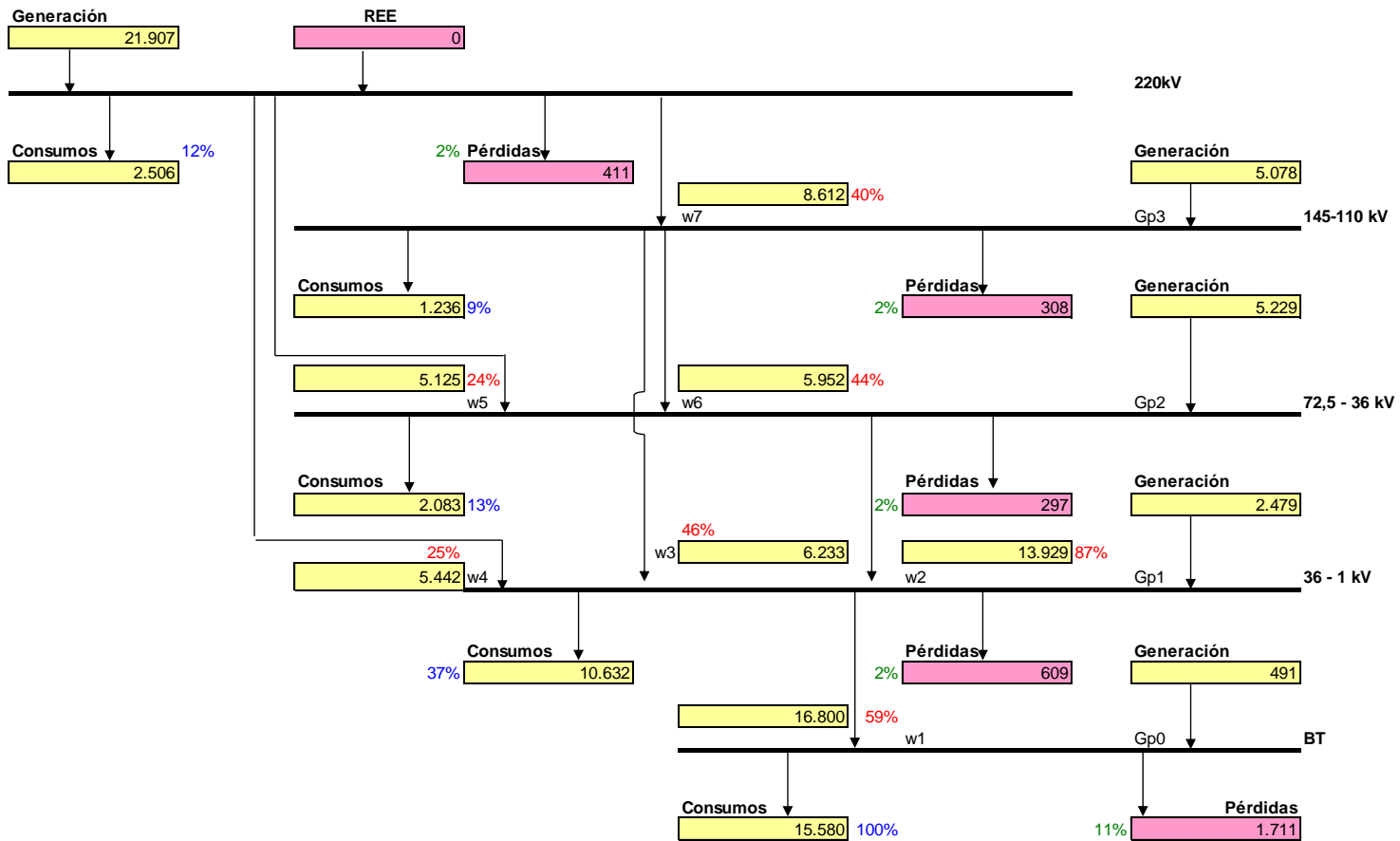
**NACIONAL      2016      P4      POTENCIA**



(\*) Unidades en MWh  
 Fuentes: Empresas eléctricas

**BALANCE ENERGÉTICO**

**NACIONAL**      **2016**      **P5**      **POTENCIA**



(\*) Unidades en MWh  
 Fuentes: Empresas eléctricas



