

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 2016

Expediente nº: INF/DE/084/15

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a. María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D. Josep Maria Guinart Solà

D. Diego Rodríguez Rodríguez

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 5 de noviembre de 2015

La Sala de Supervisión Regulatoria ha aprobado el presente informe sobre la «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 2016»»

El 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 Industria, Energía y Turismo (MINETUR) 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 2016. Dicha solicitud de información ha sido requerida por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) el pasado 15 de septiembre con entrega el 15 de octubre de 2015.

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 tarifas.

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.) para el cierre de 2015 y 2016 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 2015 y 2016.

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 2015, si bien, a solicitud de las empresas transportistas y distribuidoras, se concedió ampliación de plazo hasta el 30 de septiembre de 2015.

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 serán actualizadas con objeto de informar la propuesta de Orden por la que se actualizan los peajes de acceso para 2016 en diciembre de 2015.

2. Previsiones sobre las variables de facturación, ingresos y costes para el cierre de 2015 y 2016

2.1. Previsiones sobre las variables de facturación para el cierre de 2015 y 2016

En este epígrafe se describe la previsión de demanda en barras de central y en consumo de la CNMC para el cierre de 2015 y 2016, así como otras variables de facturación relevantes, teniendo en cuenta la última información disponible.

En el Anexo I se recogen las previsiones relativas al número de clientes, potencias contratadas y consumos desagregados por peajes de acceso para el cierre de 2015 y 2016, 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 2015 y 2016, 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 2013 y 2014.

2.1.1. Previsión de cierre 2015

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

En el Cuadro 1 se presenta la demanda en b.c. registrada en 2014 y en los últimos doce meses (septiembre de 2014-octubre 2015) y el escenario de demanda previsto por el OS para el cierre de 2015. De acuerdo con la información aportada en septiembre de 2015, el OS estima que la demanda en b.c. nacional alcanzará 259.729 GWh, superior en un 0,6% a la demanda en b.c. registrada en 2014 (258.120 GWh) e inferior en un 1,3% a la demanda registrada en los últimos doce meses.

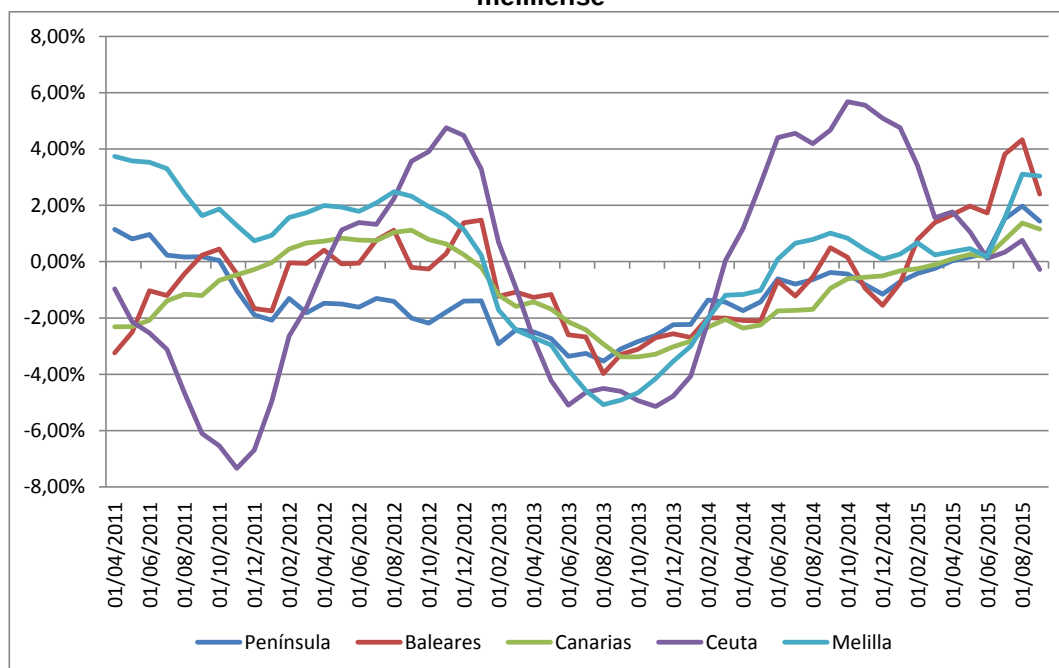
La variación de la demanda en b.c. prevista para 2015 se explica por el aumento de la demanda en b.c. peninsular, parcialmente compensado por la contracción de la demanda en b.c. en los sistemas no peninsulares, con la excepción de Canarias. En particular, el OS prevé un leve incremento de la demanda peninsular (0,66%) y de la demanda canaria (0,25%) y una disminución de la demanda de los subsistemas balear (-0,35%), ceutí (-1,29%) y melillense (-0,01%). Se observa que, la previsión del OS para el cierre de 2015 es inferior a la demanda registrada en los últimos doce meses en todos los subsistemas, con la excepción del subsistema ceutí y no es coherente con la evolución registrada por la demanda en b.c. por subsistema (véase Gráfico 1).

Cuadro 1. Demanda en b.c. de 2014, últimos doce meses y previsión del Operador del Sistema de la demanda en b.c. para el cierre de 2015

Sistema	2014 (GWh)	Últimos doce meses (sep 2014- ago 2015)		Previsión OS de cierre 2015	
		GWh	% variación respecto 2013	GWh	% variación respecto 2014
Peninsular	243.530	248.274	1,9%	245.139	0,66%
No peninsular	14.590	14.884	2,0%	14.590	0,00%
Baleares	5.585	5.787	3,6%	5.566	-0,35%
Canarias	8.580	8.668	1,0%	8.602	0,25%
Ceuta	212	211	-0,7%	210	-1,29%
Melilla	212	217	2,2%	212	-0,01%
Total Nacional	258.120	263.158	2,0%	259.729	0,6%

Fuente: OS

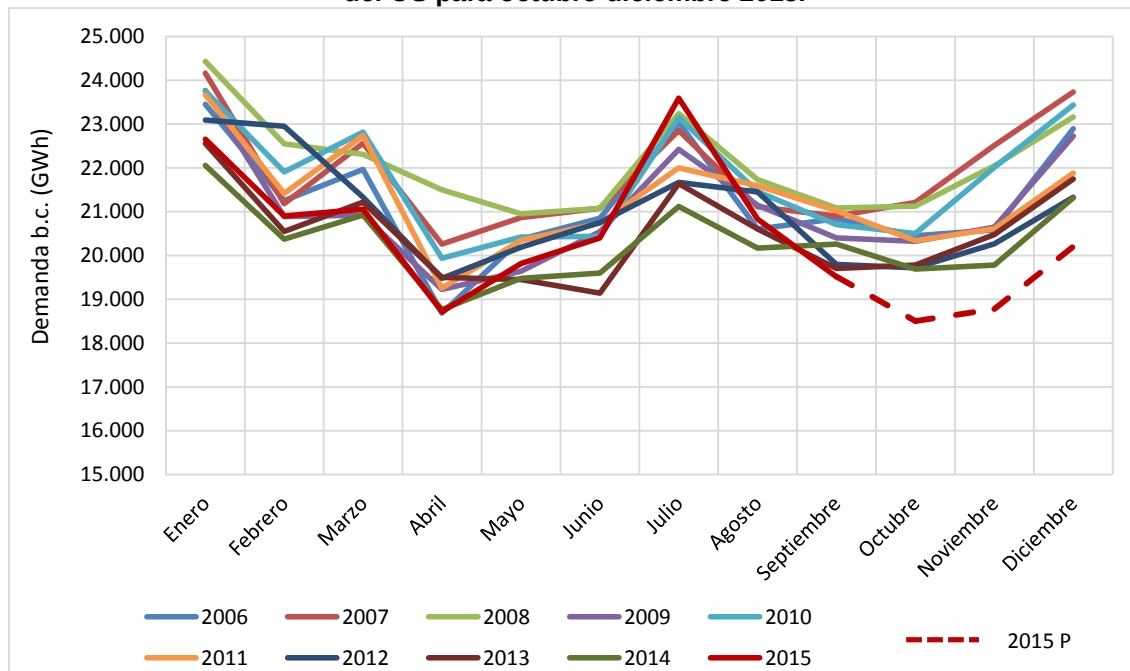
Gráfico 1. Evolución mensual de la tasa de variación de los últimos doce meses de la demanda en barras de central de los subsistemas peninsular, balear, canario, ceutí y melillense



Fuente: REE (Series estadísticas del sistema eléctrico español. Septiembre 2015).

La demanda en b.c. del sistema peninsular prevista por el OS para 2015 tiene en cuenta la demanda real registrada entre enero y julio de 2015 y estima un crecimiento negativo a partir de septiembre de 2015. Cabe señalar que la demanda prevista por el OS para último trimestre del año es inferior a la registrada en los últimos diez años (véase Gráfico 2).

Gráfico 2. Demanda en b.c. peninsular en el periodo 2006-septiembre 2015 y previsión del OS para octubre-diciembre 2015.



Fuente: OS y REE (Series estadísticas del sistema eléctrico español. Septiembre 2015).

Previsión de la demanda en consumo de las empresas distribuidoras

En el Cuadro 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 2015.

Según dichas previsiones, se estima que en 2015 el consumo aumentará respecto del registrado en 2014 en todos los subsistemas, con la excepción de Canarias y Ceuta. En particular, en el sistema peninsular el consumo alcanzará los 221.805 GWh, un 1,5% superior al registrado en 2014. Por lo que respecta a la demanda en consumo para los sistemas extrapeninsulares e insulares, aumentará un 4,7% y un 1,6% respecto de 2014, en los subsistemas balear y melillense, respectivamente, y se reducirá un 0,9% y un 1,2% en los subsistemas de Canarias y Ceuta, respectivamente.

Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista por las empresas para el cierre de 2015 (235.390 GWh) supone un aumento respecto de la demanda registrada en 2014 (231.992 GWh) del 1,5%.

En consecuencia, la previsión de la demanda en consumo de las empresas es superior a la prevista por el Operador del sistema para el cierre de 2015 (0,6%), alineada con la media móvil de los últimos doce meses (2,0%).

Cuadro 2. Previsión de las empresas distribuidoras de la demanda en consumo para el cierre de 2015 desagregada por subsistema y peaje de acceso

	2014 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	100.231	3.770	4.802	129	136	109.068
Pc (1) < 10 kW	60.696	1.977	2.809	65	73	65.620
10 kW < Pc ≤ 15 kW	8.245	293	407	5	10	8.960
Pc > 15 kW	31.290	1.500	1.586	60	53	34.488
Media tensión	67.325	1.232	2.987	66	68	71.676
3.1 A	14.479	411	711	12	16	15.629
6.1 A (2)	47.804	821	2.275	54	51	51.005
6.1 B (2)	5.042	-	-	-	-	5.042
Alta tensión	51.018	84	144	-	-	51.247
6.2	16.653	84	144	-	-	16.882
6.3	10.091	-	-	-	-	10.091
6.4 (3)	24.274	-	-	-	-	24.274
Total	218.574	5.086	7.933	195	204	231.992

	Previsión de cierre 2015 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	100.998	3.963	4.759	131	140	109.991
Pc (1) < 10 kW	61.146	2.102	2.794	65	75	66.184
10 kW < Pc ≤ 15 kW	8.095	309	404	5	11	8.823
Pc > 15 kW	31.758	1.552	1.560	60	54	34.984
Media tensión	68.616	1.278	2.978	62	67	73.002
3.1 A	14.768	426	676	12	17	15.897
6.1 A	48.598	853	2.302	51	50	51.853
6.1 B	5.251	-	-	-	-	5.251
Alta tensión	52.190	85	123	-	-	52.398
6.2	17.114	85	123	-	-	17.321
6.3	10.430	-	-	-	-	10.430
6.4 (3)	24.646	-	-	-	-	24.646
Total	221.805	5.326	7.860	193	207	235.390

	% variación 2015 sobre 2014					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	0,8%	5,1%	-0,9%	1,3%	3,0%	0,8%
Pc (1) < 10 kW	0,7%	6,3%	-0,5%	1,3%	3,7%	0,9%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	-1,8%	5,4%	-0,7%	1,3%	4,2%	-1,5%
Pc > 15 kW	1,5%	3,5%	-1,6%	1,3%	1,7%	1,4%
Media tensión	1,9%	3,8%	-0,3%	-6,1%	-1,2%	1,8%
3.1 A	2,0%	3,6%	-4,9%	-2,0%	2,0%	1,7%
6.1 A	1,7%	3,9%	1,2%	-7,0%	-2,2%	1,7%
6.1 B	4,1%	-	-	-	-	4,1%
Alta tensión	2,3%	0,8%	-15,0%	-	-	2,2%
6.2	2,8%	0,8%	-15,0%	-	-	2,6%
6.3	3,4%	-	-	-	-	3,4%
6.4 (3)	1,5%	-	-	-	-	1,5%
Total	1,5%	4,7%	-0,9%	-1,2%	1,6%	1,5%

Fuente: Empresas y SINCRO

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Se ha desagregado el peaje 6.1 en los peajes 6.1 A y 6.1 B a partir de la información individualizada de clientes de la base de datos de liquidaciones (SINCRO).

(3) Incluye Trasvase Tajo-Segura

Consumo por periodo horario

En el Cuadro 3 se resume el escenario de demanda en consumo nacional, previsto por las empresas para el cierre de 2015 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, para la discriminación horaria en seis periodos, según la información proporcionada por las empresas, en 2015 se produce un desplazamiento del consumo del periodo de valle (periodo 6) al resto de los periodos horarios.

Al respecto cabe señalar que la distinta laboralidad de los ejercicios 2014 y 2015 da lugar a que para la discriminación horaria de seis periodos el número de horas de los periodos 1, 2 y 5 del ejercicio 2015 sean inferiores en un 0,9%, un 1,2% y un 4,5%, las de los periodos 3 y 4 sean superiores en un 4,1%, a las del ejercicio 2014, siendo el número de horas periodo 6 similar para ambos ejercicios (5.000 en 2014 y 5.017 en 2015).

Cuadro 3. Previsión de las empresas distribuidoras del consumo para el cierre de 2015 desagregado por peaje de acceso y periodo horario. Sistema Nacional

Consumo por periodo horario (GW). Previsión de cierre 2015						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	74.803	26.816	8.372			
Pc (1) ≤ 15 kW sin DH	63.900					
Pc ≤ 15 kW con DH	3.792	7.271				
Pc ≤ 15 kW con DHA	13	12	18			
Pc > 15 kW	7.097	19.532	8.354			
Media tensión	8.650	13.327	9.807	5.914	8.284	27.020
3.1 A	3.265	6.480	6.153			
6.1 A (2)	4.857	6.181	3.301	5.342	7.464	24.707
6.1 B (2)	528	666	353	572	819	2.312
Alta tensión	3.595	5.226	2.671	4.556	6.712	29.637
6.2	1.355	1.882	952	1.583	2.290	9.259
6.3	661	1.003	519	900	1.333	6.014
6.4 (3)	1.579	2.342	1.200	2.073	3.090	14.364
Total	87.048	45.369	20.850	10.470	14.996	56.657

Distribución del consumo previsto por periodo horario (%)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión						
Pc (1) ≤ 15 kW sin DH	100,0%					
Pc ≤ 15 kW con DH	34,3%	65,7%				
Pc ≤ 15 kW con DHA	30,4%	28,4%	41,2%			
Pc > 15 kW	20,3%	55,8%	23,9%			
Media tensión						
3.1 A	20,5%	40,8%	38,7%			
6.1 A	9,4%	11,9%	6,4%	10,3%	14,4%	47,6%
6.1 B	10,1%	12,7%	6,7%	10,9%	15,6%	44,0%
Alta tensión						
6.2	7,8%	10,9%	5,5%	9,1%	13,2%	53,5%
6.3	6,3%	9,6%	5,0%	8,6%	12,8%	57,7%
6.4 (3)	6,4%	9,5%	4,9%	8,4%	12,5%	58,3%

Distribución del consumo de los últimos doce meses (jul 14-jun 15) por periodo horario (%)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión						
Pc (1) ≤ 15 kW sin DH	100,0%					
Pc ≤ 15 kW con DH	34,0%	66,0%				
Pc ≤ 15 kW con DHA	30,3%	27,9%	41,8%			
Pc > 15 kW	20,3%	55,9%	23,8%			
Media tensión						
3.1 A	20,5%	40,6%	39,0%			
6.1 A	8,9%	11,1%	6,1%	9,8%	13,5%	50,6%
6.1 B	9,0%	11,9%	6,6%	10,8%	14,5%	47,2%
Alta tensión						
6.2	7,4%	10,2%	5,4%	8,9%	12,4%	55,7%
6.3	6,1%	9,2%	4,9%	8,4%	11,7%	59,7%
6.4	6,2%	9,2%	4,9%	8,6%	11,9%	59,2%

Fuente: Empresas y SINCRO

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Se ha desagregado el peaje 6.1 en los peajes 6.1 A y 6.1 B a partir de la información individualizada de clientes de la base de datos de liquidaciones (SINCRO).

(3) Incluye Tránsito Tajo-Segura

Potencia contratada por periodo horario

En el Cuadro 4 se resumen las previsiones para el sistema nacional de potencia contratada de las empresas para el cierre de 2015, 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 2015. Según las previsiones de las empresas, la potencia contratada por periodo horario se reduce respecto de la registrada en 2014 en todos los peajes, con una contracción más acusada de la potencia de los consumidores conectados en media tensión¹.

¹ Según la información declarada por las empresas distribuidoras en la Base de datos de liquidaciones correspondiente al ejercicio 2014, los sectores de actividad más representativos en estos peajes son la Administración Pública, el alumbrado público, comercio y servicios y alimentación, bebidas y tabaco.

Cuadro 4. Previsión de las empresas distribuidoras de las potencias contratadas por periodo horario para el cierre de 2015 desagregada peaje de acceso. Sistema Nacional

	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2014					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	148.448	148.124	23.434	22.858			
Pc (1) < 10 kW	114.544	114.544					
10 kW < Pc ≤ 15 kW	11.025	11.025					
Pc > 15 kW	22.879	22.555	23.434	22.858	-	-	-
Media tensión	21.194	20.296	21.216	21.865	14.317	14.444	19.035
3.1 A	6.824	6.504	7.154	7.642			
6.1 A (2)	13.065	12.550	12.762	12.914	13.005	13.125	17.388
6.1 B (2)	1.305	1.241	1.301	1.309	1.312	1.318	1.648
Alta tensión	9.158	8.382	9.030	9.259	9.455	9.537	11.256
6.2	3.272	3.112	3.235	3.280	3.302	3.316	4.160
6.3	1.754	1.557	1.797	1.808	1.857	1.899	2.149
6.4 (3)	4.131	3.713	3.997	4.171	4.296	4.322	4.946
Total	178.799	176.801	53.680	53.981	23.772	23.981	30.291

	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión de cierre 2015					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	145.896	145.578	22.830	23.009			
Pc (1) < 10 kW	112.496	112.496					
10 kW < Pc ≤ 15 kW	10.816	10.816					
Pc > 15 kW	22.584	22.266	22.830	23.009			
Media tensión	20.209	19.310	20.157	21.252	13.618	13.746	18.384
3.1 A	6.524	6.196	6.779	7.727			
6.1 A	12.462	11.959	12.161	12.303	12.392	12.513	16.759
6.1 B	1.223	1.155	1.217	1.222	1.225	1.234	1.624
Alta tensión	8.959	8.258	8.909	9.132	9.338	9.409	11.106
6.2	3.201	3.043	3.167	3.206	3.225	3.238	4.107
6.3	1.751	1.550	1.788	1.802	1.863	1.895	2.163
6.4 (3)	4.007	3.664	3.954	4.123	4.250	4.275	4.836
Total	175.063	173.145	51.896	53.392	22.955	23.155	29.490

	Potencia facturada (MW)	% variación previsión de cierre 2015 sobre 2014					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	-1,7%	-1,7%	-2,6%	0,7%			
Pc (1) < 10 kW	-1,8%	-1,8%					
10 kW < Pc ≤ 15 kW	-1,9%	-1,9%					
Pc > 15 kW	-1,3%	-1,3%	-2,6%	0,7%			
Media tensión	-4,6%	-4,9%	-5,0%	-2,8%	-4,9%	-4,8%	-3,4%
3.1 A	-4,4%	-4,7%	-5,2%	1,1%			
6.1 A	-4,6%	-4,7%	-4,7%	-4,7%	-4,7%	-4,7%	-3,6%
6.1 B	-6,3%	-6,9%	-6,5%	-6,6%	-6,6%	-6,4%	-1,4%
Alta tensión	-2,2%	-1,5%	-1,3%	-1,4%	-1,2%	-1,3%	-1,3%
6.2	-2,2%	-2,2%	-2,1%	-2,3%	-2,3%	-2,4%	-1,3%
6.3	-0,2%	-0,4%	-0,5%	-0,3%	0,3%	-0,2%	0,6%
6.4	-3,0%	-1,3%	-1,1%	-1,1%	-1,1%	-1,1%	-2,2%
Total	-2,1%	-2,1%	-3,3%	-1,1%	-3,4%	-3,4%	-2,6%

Fuente: Empresas y SINCRO

- (1) Pc: Potencia contratada
- (2) Se ha desagregado el peaje 6.1 en los peajes 6.1 A y 6.1 B a partir de la información individualizada de clientes de la base de datos de liquidaciones (SINCRO).
- (3) Incluye Tránsito Tajo-Segura

Previsión de la CNMC para el cierre de 2015

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 2015 es del 1,0%, una décima superior al del trimestre anterior (0,9%), situándose la tasa de variación interanual del PIB del segundo trimestre de 2015 en 3,1%², cuatro décimas superior a la registrada en el primer trimestre de 2015 (2,7%).

Para el año 2015, se espera que el PIB aumente entre un 2,8% y un 3,1% (CE 2,8%, FMI 3,1% y OCDE 2,9%), en línea con las previsiones consideradas por el Gobierno en los Presupuestos Generales del Estado (3,3%).

Teniendo en cuenta las previsiones de demanda en b.c. del Operador del Sistema, las previsiones de demanda en consumo de las empresas y la evolución prevista de la economía, así como la evolución reciente de la demanda y de la potencia por peaje de acceso (véanse Cuadro 5, Gráfico 3, Cuadro 6, Gráfico 4, Cuadro 7 y Gráfico 5), se ha optado por adoptar para el cierre del 2015 el escenario de demanda de las empresas, con ligeras variaciones, motivadas, fundamentalmente, por inconsistencias detectadas en la información³.

² Según el INE el PIB adelantado del tercer trimestre registra una variación del 0,8% en el tercer trimestre de 2015, tasa inferior en dos décimas a la registrada en el trimestre anterior. La tasa de variación interanual del PIB del tercer trimestre de 2015 se situaría en el 3,4%. Véase <http://www.ine.es/prensa/cntr0315a.pdf>

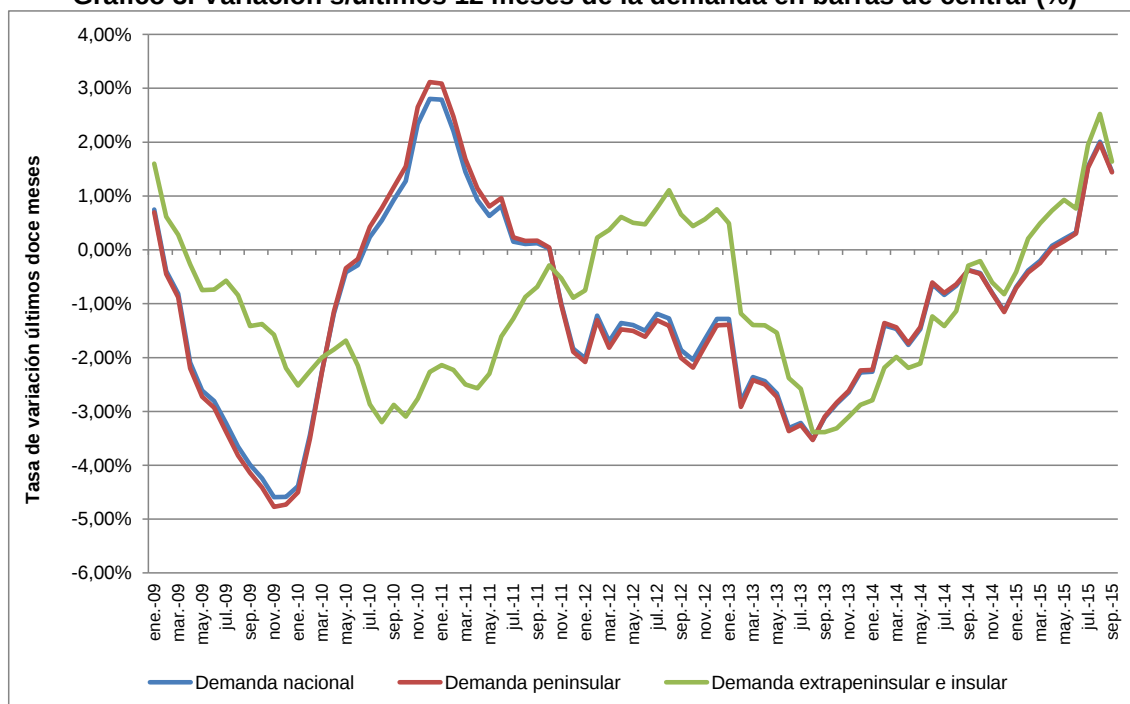
³ Para cada una de las empresas se contrastan las previsiones sobre las variables de facturación remitidas con la información, individualizada y agregada, que regularmente remiten los agentes del sector eléctrico para la realización de las liquidaciones de actividades reguladas. Como resultado de esta comprobación se han observado algunas incoherencias entre las variables de facturación previstas por las empresas distribuidoras y la evolución de dichas variables de acuerdo con la última información disponible en la base de datos de liquidaciones, por lo que se ha procedido a realizar modificaciones puntuales de algunas variables previstas por las empresas distribuidoras.

Cuadro 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	
	2013	2014	2015	14 s/ 13	15 s/ 14	14 s/ 13	15 s/ 14	14 s/ 13	15 s/ 14
Enero	23.767	23.240	23.872	-2,22	2,72	-2,22	2,72	-2,26	-0,69
Febrero	21.666	21.449	22.031	-1,00	2,71	-1,64	2,72	-1,41	-0,38
Marzo	22.389	22.078	22.243	-1,39	0,75	-1,56	2,07	-1,47	-0,20
Abril	20.624	19.863	19.820	-3,69	-0,22	-2,05	1,54	-1,76	0,07
Mayo	20.627	20.648	21.005	0,10	1,73	-1,65	1,58	-1,47	0,20
Junio	20.342	20.832	21.645	2,41	3,90	-1,01	1,96	-0,64	0,33
Julio	23.045	22.490	25.093	-2,41	11,58	-1,22	3,39	-0,84	1,55
Agosto	22.050	21.585	22.301	-2,11	3,32	-1,33	3,38	-0,67	2,01
Septiembre	20.978	21.616	20.830	3,04	-3,64	-0,86	2,60	-0,37	1,45
Octubre	21.026	20.941	-	-0,41		-0,82		-0,43	
Noviembre	21.621	20.882	-	-3,42		-1,05		-0,80	
Diciembre	22.943	22.495	-	-1,95		-1,13		-1,13	
Anual	261.077	258.117	198.840						

Fuente: REE (Series estadísticas del sistema eléctrico español. Septiembre 2015).

Gráfico 3. Variación s/últimos 12 meses de la demanda en barras de central (%)



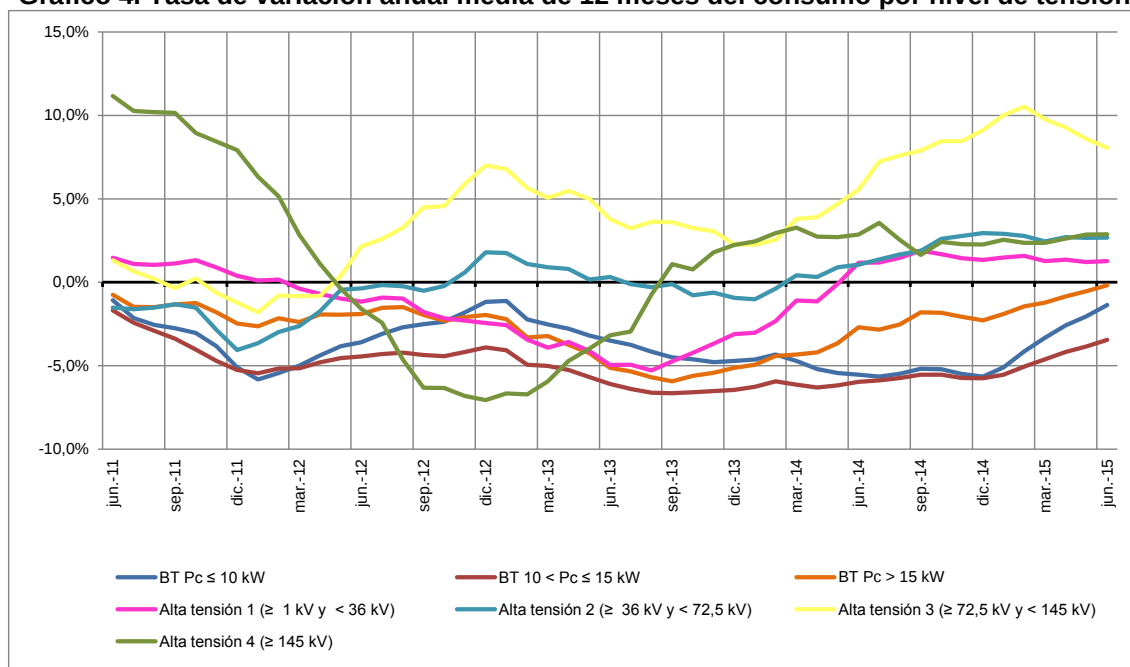
Fuente: REE

Cuadro 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					
2014	julio	-5,7%	-5,9%	-2,8%	1,2%	1,4%	7,2%	3,6%	-1,3%
	agosto	-5,5%	-5,7%	-2,5%	1,5%	1,7%	7,6%	2,5%	-1,1%
	septiembre	-5,2%	-5,5%	-1,8%	1,9%	1,9%	7,9%	1,6%	-0,8%
	octubre	-5,2%	-5,5%	-1,8%	1,7%	2,6%	8,5%	2,4%	-0,8%
	noviembre	-5,5%	-5,7%	-2,1%	1,4%	2,8%	8,5%	2,3%	-0,9%
	diciembre	-5,7%	-5,8%	-2,3%	1,3%	2,9%	9,1%	2,3%	-1,0%
2015	enero	-5,1%	-5,5%	-1,9%	1,5%	2,9%	10,0%	2,6%	-0,7%
	febrero	-4,2%	-5,1%	-1,4%	1,6%	2,8%	10,5%	2,4%	-0,3%
	marzo	-3,3%	-4,6%	-1,2%	1,3%	2,4%	9,8%	2,4%	-0,1%
	abril	-2,6%	-4,2%	-0,8%	1,4%	2,7%	9,3%	2,6%	0,2%
	mayo	-2,0%	-3,8%	-0,5%	1,2%	2,7%	8,6%	2,9%	0,4%
	junio	-1,4%	-3,4%	-0,2%	1,3%	2,7%	8,1%	2,9%	0,7%

Fuente: CNMC

Gráfico 4. Tasa de variación anual media de 12 meses del consumo por nivel de tensión



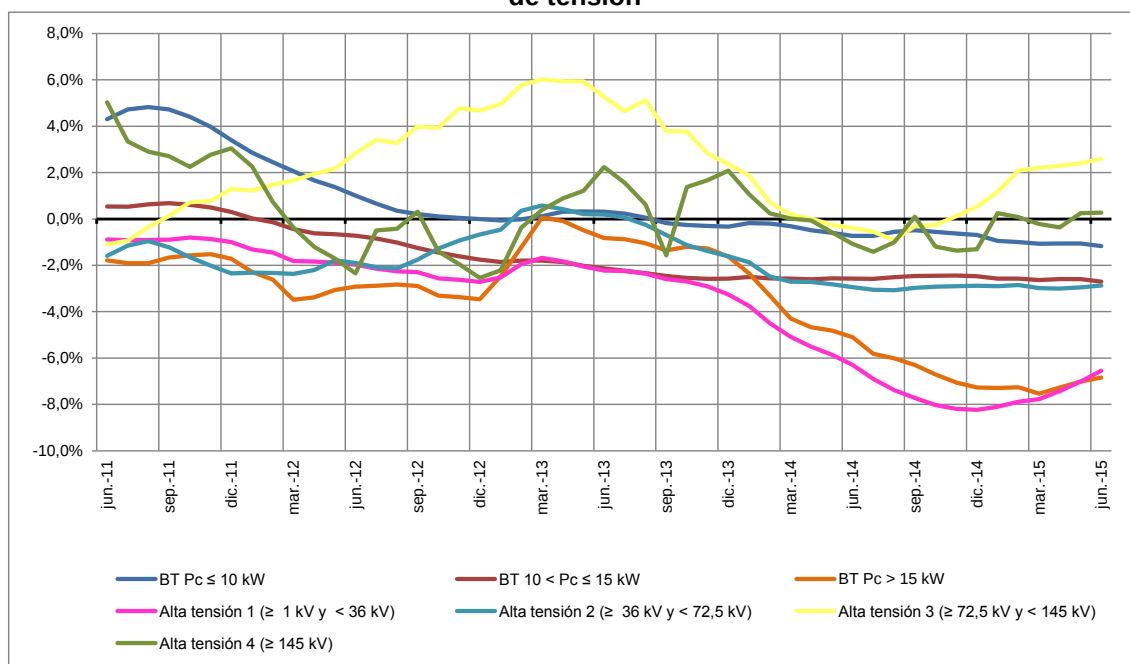
Fuente: CNMC

Cuadro 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					
2014	julio	-0,7%	-2,6%	-5,8%	-6,9%	-3,1%	-0,5%	-1,4%	-2,4%
	agosto	-0,6%	-2,5%	-6,0%	-7,4%	-3,1%	-0,9%	-1,0%	-2,4%
	septiembre	-0,5%	-2,5%	-6,3%	-7,7%	-3,0%	-0,3%	0,1%	-2,4%
	octubre	-0,6%	-2,4%	-6,7%	-8,0%	-2,9%	-0,3%	-1,2%	-2,5%
	noviembre	-0,6%	-2,4%	-7,1%	-8,2%	-2,9%	0,1%	-1,4%	-2,6%
	diciembre	-0,7%	-2,5%	-7,3%	-8,2%	-2,9%	0,5%	-1,3%	-2,7%
2015	enero	-0,9%	-2,6%	-7,3%	-8,1%	-2,9%	1,2%	0,3%	-2,8%
	febrero	-1,0%	-2,6%	-7,3%	-7,9%	-2,9%	2,1%	0,1%	-2,8%
	marzo	-1,1%	-2,6%	-7,5%	-7,8%	-3,0%	2,2%	-0,2%	-2,9%
	abril	-1,1%	-2,6%	-7,3%	-7,4%	-3,0%	2,3%	-0,4%	-2,8%
	mayo	-1,1%	-2,6%	-7,0%	-7,0%	-2,9%	2,4%	0,2%	-2,6%
	junio	-1,2%	-2,7%	-6,8%	-6,5%	-2,9%	2,6%	0,3%	-2,6%

Fuente: CNMC

Gráfico 5. Tasa de variación anual media de 12 meses de la potencia facturada por nivel de tensión



Fuente: CNMC

En el Cuadro 8 se resume las previsiones de la CNMC relativas al número de clientes, potencia contratada y consumo por periodo horario para el cierre del ejercicio 2015. 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 subsistemas.

Cuadro 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 2015

Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2014						Energía consumida por periodo horario (MWh). Año 2014						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	
Baja tensión	28.655.785	148.124	23.434	22.858			74.659	26.122	8.288				109.068
Pc (1) < 10 kW	27.028.822	114.544					60.655	4.955	10				65.620
10 kW < Pc ≤ 15 kW	877.099	11.025					7.000	1.959	2				8.960
Pc > 15 kW	749.863	22.555	23.434	22.858			7.004	19.208	8.276				34.488
Media tensión	106.145	20.296	21.216	21.865	14.317	14.444	8.280	12.824	9.559	5.605	7.842	27.567	71.676
3.1 A	85.996	6.504	7.154	7.642			3.194	6.339	6.096				15.629
6.1 A (2)	18.923	12.550	12.762	12.914	13.005	13.125	4.629	5.876	3.139	5.069	7.101	25.192	51.005
6.1 B (2)	1.226	1.241	1.301	1.309	1.312	1.318	458	609	324	535	741	2.375	5.042
Alta tensión	2.603	8.382	9.030	9.259	9.455	9.537	3.403	4.925	2.537	4.345	6.220	29.817	51.247
6.2	1.599	3.112	3.235	3.280	3.302	3.316	1.277	1.765	899	1.497	2.107	9.336	16.882
6.3	424	1.557	1.797	1.808	1.857	1.899	605	908	486	839	1.212	6.041	10.091
6.4 (3)	580	3.713	3.997	4.171	4.296	4.322	1.521	2.251	1.152	2.009	2.901	14.440	24.274
Total	28.764.532	176.801	53.680	53.981	23.772	23.981	86.342	43.870	20.384	9.950	14.062	57.383	231.992

Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2015						Energía consumida por periodo horario (MWh). Previsión 2015						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	
Baja tensión	28.848.067	144.919	22.369	21.855			74.860	26.835	8.378				110.073
Pc (1) < 10 kW	27.229.454	112.588					60.865	5.351	15	-	-	-	66.230
10 kW < Pc ≤ 15 kW	874.720	10.825					6.892	1.936	3	-	-	-	8.831
Pc > 15 kW	743.893	21.506	22.369	21.855			7.103	19.548	8.360	-	-	-	35.012
Media tensión	108.297	19.356	20.287	20.972	13.628	13.756	8.659	13.346	9.824	5.918	8.289	27.041	73.078
3.1 A	88.214	6.232	6.900	7.437			3.272	6.494	6.167	-	-	-	15.933
6.1 A	18.960	11.969	12.171	12.313	12.402	12.523	4.860	6.186	3.304	5.346	7.470	24.729	51.894
6.1 B	1.122	1.155	1.217	1.222	1.225	1.234	528	666	353	572	819	2.312	5.251
Alta tensión	2.617	8.258	8.909	9.132	9.338	9.409	3.595	5.226	2.671	4.556	6.712	29.637	52.398
6.2	1.612	3.043	3.167	3.206	3.225	3.238	1.355	1.882	952	1.583	2.290	9.259	17.321
6.3	420	1.550	1.788	1.802	1.863	1.895	661	1.003	519	900	1.333	6.014	10.430
6.4 (3)	586	3.664	3.954	4.123	4.250	4.275	1.579	2.342	1.200	2.073	3.090	14.364	24.646
Total	28.958.981	172.532	51.565	51.958	22.965	23.165	87.115	45.407	20.873	10.474	15.001	56.678	235.548

% variación 2015 sobre 2014													
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	
Baja tensión	0,7%	-2,2%	-4,5%	-4,4%			0,3%	2,7%	1,1%				0,9%
Pc (1) < 10 kW	0,7%	-1,7%					0,3%	8,0%	53,4%				0,9%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	-0,3%	-1,8%					-1,5%	-1,2%	40,5%				-1,4%
Pc > 15 kW	-0,8%	-4,7%	-4,5%	-4,4%			1,4%	1,8%	1,0%				1,5%
Media tensión	2,0%	-4,6%	-4,4%	-4,1%	-4,8%	-4,8%	4,6%	4,1%	2,8%	5,6%	5,7%	-1,9%	2,0%
3.1 A	2,6%	-4,2%	-3,5%	-2,7%			2,4%	2,4%	1,2%				1,9%
6.1 A	0,2%	-4,6%	-4,6%	-4,7%	-4,6%	-4,6%	5,0%	5,3%	5,2%	5,5%	5,2%	-1,8%	1,7%
6.1 B	-8,5%	-6,9%	-6,5%	-6,6%	-6,6%	-6,4%	15,3%	9,3%	9,1%	6,8%	10,6%	-2,6%	4,1%
Alta tensión	0,5%	-1,5%	-1,3%	-1,4%	-1,2%	-1,3%	5,6%	6,1%	5,3%	4,8%	7,9%	-0,6%	2,2%
6.2	0,8%	-2,2%	-2,1%	-2,3%	-2,3%	-2,4%	6,1%	6,6%	5,9%	5,7%	8,7%	-0,8%	2,6%
6.3	-1,0%	-0,4%	-0,5%	-0,3%	0,3%	-0,2%	9,3%	10,4%	6,8%	7,3%	10,0%	-0,4%	3,4%
6.4 (2)	1,0%	-1,3%	-1,1%	-1,1%	-1,1%	-2,2%	3,8%	4,0%	4,2%	3,2%	6,5%	-0,5%	1,5%
Total	0,7%	-2,4%	-3,9%	-3,7%	-3,4%	-3,4%	0,9%	3,5%	2,4%	5,3%	6,7%	-1,2%	1,5%

Fuente: Empresas y SINCRO

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Se ha desagregado el peaje 6.1 en los peajes 6.1 A y 6.1 B a partir de la información individualizada de clientes de la base de datos de liquidaciones (SINCRO).

(3) Incluye Tránsito Tajo-Segura

Por último, la demanda en b.c. prevista por la CNMC para el cierre de 2015, coherente con el escenario de demanda y facturación asciende a 261.475 GWh, resultado de imponer a la demanda en consumo las mismas pérdidas por subsistema que las registradas en el ejercicio 2014 (véase Cuadro 9).

Cuadro 9. Previsión de la demanda en b.c. para el cierre de 2015

Sistema	2014 (GWh)	Últimos doce meses (oct 2014- sep 2015)		Previsión CNMC de cierre 2015	
		GWh	% variación respecto 2014	GWh	% variación 15 respecto 14
Peninsular	243.530	248.274	1,9%	247.128	1,5%
No peninsular	14.588	14.884	2,0%	14.945	2,4%
Baleares	5.585	5.787	3,6%	5.849	4,7%
Canarias	8.580	8.668	1,0%	8.673	1,1%
Ceuta	212	211	-0,7%	210	-1,2%
Melilla	210	217	3,4%	213	1,6%
Total Nacional	258.117	263.158	2,0%	262.073	1,5%

Fuente: CNMC

2.1.2. Previsión 2016

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

En el Cuadro 10 se muestran los escenarios previstos por el OS de demanda en b.c. para 2016.

Cuadro 10. Escenario de previsión de la demanda en b.c. por el OS para 2016

Sistema	Previsión OS de cierre 2015		Previsión OS 2016 (GWh)			% variación 2016 sobre 2015		
	GWh	% variación respecto 2014	Inferior	Central	Superior	Inferior	Central	Superior
Peninsular	245.139	0,7%	245.702	246.748	247.517	0,2%	0,7%	1,0%
No peninsular	14.590	0,0%	14.304	14.730	15.160	-2,0%	1,0%	3,9%
Baleares	5.566	-0,3%	5.448	5.593	5.741	-2,1%	0,5%	3,1%
Canarias	8.602	0,3%	8.415	8.682	8.950	-2,2%	0,9%	4,0%
Ceuta	210	-1,3%	228	238	245	9,1%	13,4%	17,1%
Melilla	212	1,1%	212	217	223	0,1%	2,3%	5,3%
Total Nacional	259.729	0,6%	260.006	261.478	262.677	0,1%	0,7%	1,1%

Fuente: OS

En el **sistema peninsular** el escenario central del OS prevé para el año 2016 un incremento de la demanda en barras de central del 0,7%, respecto del cierre previsto para 2015, consecuencia de una variación de la demanda por actividad económica⁴ del 0,54%, una variación por temperatura del -0,19% y una variación por laboralidad y año bisiesto del 0,31%.

El OS presenta dos escenarios adicionales de previsión, inferior y superior, resultado de considerar dos hipótesis de actividad económica para 2016. En particular, el escenario inferior considera un incremento de la demanda en b.c. del 0,2%, basada una variación de la actividad económica del 0,11%. El escenario superior prevé un aumento de la demanda en b.c. del 1,1% resultado

⁴ El OS no proporciona información sobre el PIB implícito en la variación de la demanda por actividad económica.

de considerar una variación de la actividad económica del 0,97%. 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 Baleares y Canarias en el escenario inferior cuyas demandas se reducen un 2,1% y un 2,2%, respectivamente. 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.

Previsión de la demanda en consumo de las empresas distribuidoras

En el Cuadro 11 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 2016.

El escenario previsto para 2016 por las empresas distribuidoras implica un aumento de la demanda en consumo del 1,9%, motivado por el aumento de la demanda en todos los grupos tarifarios y en todos los subsistemas, con la excepción de los peajes de baja tensión con potencia contratada comprendida entre 10 kW y 15 kW en el subsistema peninsular, el peaje de baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW en el subsistema melillense y el peaje 6.3 en el subsistema canario.

Cuadro 11. Previsión de demanda en consumo para 2016 desagregada por peaje de acceso y subsistema, resultado de agregar las previsiones remitidas por las empresas distribuidoras.

Previsión de las empresas para el cierre 2015 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	100.998	3.963	4.759	131	140	109.991
Pc (1) < 10 kW	61.146	2.102	2.794	65	75	66.184
10 kW < Pc ≤ 15 kW	8.095	309	404	5	11	8.823
Pc > 15 kW	31.758	1.552	1.560	60	54	34.984
Media tensión	68.616	1.278	2.978	62	67	73.002
3.1 A	14.768	426	676	12	17	15.897
6.1 A	48.598	853	2.302	51	50	51.853
6.1 B	5.251	-	-	-	-	5.251
Alta tensión	52.190	85	123	-	-	52.398
6.2	17.114	85	123	-	-	17.321
6.3	10.430	-	-	-	-	10.430
6.4 (2)	24.646	-	-	-	-	24.646
Total	221.805	5.326	7.860	193	207	235.390

Previsión de las empresas para 2016 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	101.853	4.166	4.796	132	141	111.088
Pc (1) < 10 kW	61.922	2.240	2.825	66	76	67.129
10 kW < Pc ≤ 15 kW	8.034	325	409	5	11	8.783
Pc > 15 kW	31.898	1.601	1.562	61	54	35.175
Media tensión	70.379	1.327	3.050	62	67	74.885
3.1 A	15.070	441	677	12	17	16.216
6.1 A	49.884	886	2.374	51	50	53.245
6.1 B	5.424	-	-	-	-	5.424
Alta tensión	53.741	89	104	-	-	53.935
6.2	17.524	89	104	-	-	17.718
6.3	10.983	-	-	-	-	10.983
6.4 (2)	25.233	-	-	-	-	25.233
Total	225.973	5.582	7.951	194	207	239.908

% variación 2016 sobre 2015						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	0,8%	5,1%	0,8%	1,0%	0,3%	1,0%
Pc (1) < 10 kW	1,3%	6,5%	1,1%	1,0%	1,3%	1,4%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	-0,8%	5,3%	1,2%	1,0%	1,0%	-0,5%
Pc > 15 kW	0,4%	3,2%	0,1%	1,0%	-1,2%	0,5%
Media tensión	2,6%	3,8%	2,4%	0,0%	0,0%	2,6%
3.1 A	2,0%	3,6%	0,1%	0,0%	0,0%	2,0%
6.1 A	2,6%	3,9%	3,1%	0,0%	0,0%	2,7%
6.1 B	3,3%	-	-	-	-	3,3%
Alta tensión	3,0%	5,3%	-14,9%	-	-	2,9%
6.2	2,4%	5,3%	-14,9%	-	-	2,3%
6.3	5,3%	-	-	-	-	5,3%
6.4 (2)	2,4%	-	-	-	-	2,4%
Total	1,9%	4,8%	1,2%	0,7%	0,2%	1,9%

Fuente: Empresas y CNMC.

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Traspase Tajo-Segura

Análogamente a la previsión de cierre de 2015, se observa que las previsiones remitidas por los agentes para el ejercicio 2016 no son coincidentes con la previsión de la demanda en b.c. del OS. En particular, el OS espera un aumento de la demanda del 1,1% en el escenario más favorable, con aumentos de demanda significativos en los sistemas no peninsulares y un aumento

moderado para el sistema peninsular, mientras que las empresas distribuidoras estiman un aumento de la demanda mayor en el sistema peninsular y más moderado en los sistemas no peninsulares, con la excepción del sistema balear, durante este mismo ejercicio.

Previsión de la CNMC de demanda en consumo para el cierre de 2016

Para el año 2016, el intervalo de variación del PIB se encuentra entre el 2,5% y el 3,0% (CE 2,6%, FMI 2,5% y OCDE 2,8%), mientras que de acuerdo con las previsiones del Gobierno, se espera que en 2016 el PIB aumente un 3,0% respecto del 2015.

Si bien el OS no detalla en la información proporcionada a la CNMC el PIB implícito en la previsión de la demanda en b.c. para 2016, cabe señalar que la variación de la demanda en b.c. prevista por el OS para el ejercicio 2015, en septiembre de 2014, motivada por la variación de actividad económica ascendía a 1,8%, siendo las previsiones de evolución del PIB para 2015 de los distintos organismos más desfavorables que las previstas actualmente para el ejercicio 2016.

Por otra parte, las empresas distribuidoras estiman un aumento de la demanda superior en el ejercicio 2016 al previsto para el cierre del ejercicio 2015, 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 2016, se ha optado por un escenario de previsión para 2016 intermedio entre el escenario de demanda superior previsto por el OS y el escenario previsto por las empresas, resultado de mantener las previsiones de las empresas para los consumidores conectados en baja tensión⁵ y suponer un menor crecimiento de la demanda de los consumidores conectados en media y alta tensión (véase Cuadro 12).

Análogamente a la previsión de cierre de 2015, la demanda en b.c. prevista para el ejercicio 2016 (265.758 GWh) se ha obtenido imponiendo las pérdidas por subsistema registradas en 2014 (véase Cuadro 13).

⁵ No obstante, en la previsión de la CNMC se incluye a una empresa distribuidora con menos de 100.000 clientes en el subsistema canario, no incluida en la información reportada por las empresas distribuidoras.

Cuadro 12. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso previstos por la CNMC para 2016

	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2015						Energía consumido por periodo horario (GWh). Previsión 2015						
		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
Baja tensión	28.848.067	144.919	22.369	21.855				74.860	26.835	8.378				110.073
Pc (1) < 10 kW	27.229.454	112.588						60.865	5.351	15				66.230
10 kW < Pc ≤ 15 kW	874.720	10.825						6.892	1.936	3				8.831
Pc > 15 kW	743.893	21.506	22.369	21.855	13.628	13.756	18.395	7.103	19.548	8.360				35.012
Media tensión	108.297	19.356	20.287	20.972	13.628	13.756	18.395	8.659	13.346	9.824	5.918	8.289	27.041	73.078
3.1 A	88.214	6.232	6.900	7.437	-	-	-	3.272	6.494	6.167				15.933
6.1 A	18.960	11.969	12.171	12.313	12.402	12.523	16.771	4.860	6.186	3.304	5.346	7.470	24.729	51.894
6.1 B	1.122	1.155	1.217	1.222	1.225	1.234	1.624	528	666	353	572	819	2.312	5.251
Alta tensión	2.617	8.258	8.909	9.132	9.338	9.409	11.106	3.595	5.226	2.671	4.556	6.712	29.637	52.398
6.2	1.612	3.043	3.167	3.206	3.225	3.238	4.107	1.355	1.882	952	1.583	2.290	9.259	17.321
6.3	420	1.550	1.788	1.802	1.863	1.895	2.163	661	1.003	519	900	1.333	6.014	10.430
6.4 (2)	586	3.664	3.954	4.123	4.250	4.275	4.836	1.579	2.342	1.200	2.073	3.090	14.364	24.646
Total	28.958.981	172.532	51.565	51.958	22.965	23.165	29.502	87.115	45.407	20.873	10.474	15.001	56.678	235.548

	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2016						Energía consumido por periodo horario (GWh). Previsión 2016						
		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
Baja tensión	29.056.340	144.821	21.878	21.366				75.221	27.507	8.435				111.163
Pc (1) < 10 kW	27.449.272	113.118						61.248	5.902	22				67.172
10 kW < Pc ≤ 15 kW	873.451	10.756						6.833	1.952	5				8.790
Pc > 15 kW	733.617	20.948	21.878	21.366	13.555	13.683	18.305	7.140	19.653	8.408				35.201
Media tensión	109.120	19.294	20.163	20.842	13.555	13.683	18.305	8.839	13.613	10.010	6.057	8.480	27.671	74.670
3.1 A	88.855	6.203	6.846	7.379				3.325	6.601	6.267				16.193
6.1 A	19.139	11.935	12.097	12.239	12.328	12.447	16.677	4.973	6.330	3.381	5.471	7.642	25.303	53.100
6.1 B	1.127	1.157	1.219	1.224	1.227	1.236	1.628	541	682	362	586	839	2.368	5.377
Alta tensión	2.638	8.322	8.956	9.179	9.387	9.458	11.163	3.677	5.344	2.732	4.662	6.865	30.293	53.574
6.2	1.619	3.048	3.169	3.207	3.225	3.238	4.105	1.387	1.926	974	1.620	2.343	9.465	17.715
6.3	426	1.576	1.811	1.827	1.889	1.922	2.197	675	1.023	530	918	1.359	6.121	10.626
6.4 (2)	593	3.697	3.976	4.146	4.272	4.298	4.861	1.615	2.396	1.228	2.123	3.163	14.707	25.233
Total	29.168.098	172.437	50.997	51.387	22.942	23.141	29.468	87.738	46.464	21.177	10.718	15.346	57.964	239.407

% variación 2016 sobre 2015														
	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario						Energía consumido 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	
Baja tensión		0,7%	-0,1%	-2,2%	-2,2%			0,5%	2,5%	0,7%				1,0%
Pc (1) < 10 kW		0,8%	0,5%					0,6%	10,3%	49,4%				1,4%
10 kW < Pc ≤ 15 kW		-0,1%	-0,6%					-0,8%	0,8%	66,8%				-0,5%
Pc > 15 kW		-1,4%	-2,6%	-2,2%	-2,2%			0,5%	0,5%	0,6%				0,5%
Media tensión		0,8%	-0,3%	-0,6%	-0,6%	-0,5%	-0,5%	2,1%	2,0%	1,9%	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%
3.1 A		0,7%	-0,5%	-0,8%	-0,8%			1,6%	1,6%	1,6%				1,6%
6.1 A		0,9%	-0,3%	-0,6%	-0,6%	-0,6%	-0,6%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
6.1 B		0,4%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%
Alta tensión		0,8%	0,8%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%
6.2		0,5%	0,2%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	2,4%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%	2,3%
6.3		1,4%	1,7%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	2,1%	2,0%	2,1%	2,0%	2,0%	1,8%	1,9%
6.4 (2)		1,3%	0,9%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	2,3%	2,3%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%
Total		0,7%	-0,1%	-1,1%	-1,1%	-0,1%	-0,1%	0,7%	2,3%	1,5%	2,3%	2,3%	2,3%	1,6%

Fuente: CNMC y empresas
(1) Pc: Potencia contratada
(2) Incluye Traspase Tajo-Segura

Cuadro 13. Previsión de la demanda en b.c. para 2016

Sistema	Previsión CNMC de cierre 2015		Previsión CNMC 2016	
	GWh	% variación 15 respecto 14	GWh	% variación 16 sobre 15
Peninsular	247.128	1,5%	251.036	1,6%
No peninsular	14.945	2,4%	15.329	2,6%
Baleares	5.849	4,7%	6.131	4,8%
Canarias	8.673	1,1%	8.774	1,2%
Ceuta	210	-1,2%	211	0,7%
Melilla	213	1,6%	214	0,2%
Total Nacional	262.073	1,5%	266.365	1,6%

Fuente: CNMC

2.2. Previsión de los ingresos regulados para el cierre de 2015 y 2016

A continuación se presenta la previsión de ingresos para el cierre de 2015 y 2016 para el total nacional que resulta de aplicar los peajes de la Orden IET/2444/2014 a las variables de facturación previstas para el cierre de 2015 y para 2016. En el Anexo II del presente informe se detallan los ingresos de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2015 y 2016 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 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 2015

Los ingresos que resultan de aplicar los peajes de acceso establecidos en la Orden IET/2444/2014 a las variables de facturación previstas por la CNMC para el cierre de 2015 ascienden a 13.500,8 M€ (véase Cuadro 14).

Cuadro 14. Escenarios de previsión de ingresos de acceso previstos para el cierre de 2015

Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación acceso a precios de la Orden IET/2444/2014 (miles €)
Baja tensión	110.073	10.141.202
<i>Pc ≤ 10 kW</i>	66.230	7.024.989
2.0 A	58.075	6.546.721
2.0 DHA	8.122	476.996
2.0 DHS	34	1.273
<i>10 < Pc ≤ 15 kW</i>	8.831	919.481
2.1 A	5.875	724.423
2.1 DHA	2.947	194.401
2.1 DHS	9	657
<i>Pc > 15 kW</i>	35.012	2.196.732
3.0 A	35.012	2.196.732
Media tensión	73.078	2.754.563
3.1 A	15.933	860.643
6.1 A	51.894	1.744.791
6.1 B	5.251	149.129
Alta tensión	52.398	605.047
6.2	17.321	266.139
6.3	10.430	128.440
6.4 (1)	24.646	210.468
Total	235.548	13.500.812

Fuente: CNMC, Orden IET/2444/2014

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Esta previsión de cierre no incluye los ingresos resultantes de la facturación por energía reactiva⁶ (141,1 M€), los ingresos por excesos de potencia⁷ (120,9 M€), los ingresos por los peajes aplicables a los generadores⁸ (133,1 M€), los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 (estimados en 20,6 M€, véase punto 3.3 del presente informe), los ingresos provenientes de los peajes por exportaciones a países no comunitarios (41,7 M€)⁹, los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO (-1 M€) y las rentas de gestión de congestión (62,5 M€)¹⁰.

Los ingresos totales de acceso previstos para el ejercicio 2015, resultado de considerar los conceptos anteriores, ascienden a 14.019,9 M€ (véase Cuadro 15).

Cuadro 15. Ingresos totales de acceso previstos para el cierre de 2015

	Ingresos de acceso (miles €)
Ingresos por peajes de consumidores	13.762.808
Facturación de peajes	13.500.812
Facturación energía reactiva	141.127
Facturación excesos de potencia	120.870
Ingresos por peajes de generadores	133.117
Ingresos de conexiones internacionales	103.316
Ingresos por exportaciones	41.754
Ingresos acuerdo ETSO	- 898
Rentas de gestión de restricciones	62.460
Ingresos de clientes en régimen transitorio	20.628
Total ingresos de acceso	14.019.869

⁶ La facturación por energía reactiva se ha estimado mediante la extrapolación de la última información disponible en la base de datos de liquidaciones eléctricas. En particular, se ha estimado como resultado de aplicar la media móvil de doce meses a julio de 2015 (-7,4%) al consumo registrado en los últimos doce meses (agosto 2014-julio 2015).

⁷ La facturación por excesos de potencia se corresponde con la facturación registrada en los últimos doce meses (agosto 2014-julio 2015).

⁸ 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 2015, teniendo en cuenta los intercambios internacionales.

⁹ Los ingresos por peajes de exportaciones a países no comunitarios son el resultado de la facturación real para el periodo enero-julio de 2015, según información de la base de datos de liquidaciones, y la facturación prevista para el periodo agosto-diciembre de 2015 que resulta de aplicar los precios de la Orden IET/2444/2015 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 2014.

¹⁰ Como mejor previsión de los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO y las rentas de gestión de restricciones en conexiones internacionales para el cierre del ejercicio 2015 se han tomado los ingresos registrados por ambos conceptos en el periodo comprendido entre julio de 2014 y junio de 2015, última información disponible en la base de datos de liquidaciones.

Fuente: CNMC y Orden IET/2444/2014

Por último, se estiman en 3.350,6 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 (2.918,6 M€) y del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero (432 M€), conforme a la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

En el Cuadro 16 se comparan los ingresos totales para la financiación de los costes del sistema previstos para el cierre del ejercicio 2015 según la Orden IET/2444/2014 y los previstos por la CNMC.

Cuadro 16. Ingresos totales previstos en la Orden IET/2444/2014 para 2015 e ingresos previstos por la CNMC para el cierre de 2015

Ingresos de regulados (miles €)	Previsión anual 2015 Orden IET/2444/2014 [1]	Previsión cierre 2015 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos por peajes de acceso (A)	13.997.858	14.019.869	22.011	0,2%
Ingresos por peajes de consumidores	13.727.809	13.762.808	34.999	0,3%
Ingresos por peajes a generadores	129.664	133.117	3.453	2,7%
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	12.785	20.628	7.843	61,3%
Ingresos de conexiones internacionales	127.600	103.316	- 24.284	-19,0%
Ingresos externos a peajes (B)	3.320.000	3.350.566	30.566	0,9%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.989.700	2.918.566	- 71.134	-2,4%
Ingresos subastas CO2	330.300	432.000	101.700	30,8%
Total ingresos regulados (A) + (B)	17.317.858	17.370.435	52.577	0,3%

Fuente: CNMC y Orden IET/2444/2014

Se observa que los ingresos procedentes de peajes de acceso de consumidores previstos para el cierre del ejercicio 2015 resultan 22,0 M€ superiores a los previstos en la Orden IET/2444/2014, motivado por una evolución de la demanda y de la potencia de los consumidores acogidos al peaje 2.0 A más favorable a la inicialmente prevista, parcialmente compensada por una evolución más desfavorable a la inicialmente prevista para el resto de consumidores.

Asimismo, se observa que los ingresos procedentes de la Ley 15/2012 y las subastas de los derechos de CO₂ previstos para el cierre de 2015 resultan superiores en un 1% a los previstos en la Orden IET/2444/2014, debido, fundamentalmente, a la evolución favorable del precio del CO₂.

Como resultado de lo anterior, los ingresos totales previstos para el cierre del ejercicio 2015 resultan 52,6 M€ superiores a los previstos en la Orden IET/2444/2014.

2.2.2. Previsión 2016

En el Cuadro 17 se muestra el resultado de aplicar a las variables de facturación previstas para el ejercicio 2016 (ver Cuadro 12) los peajes de acceso establecidos en la Orden IET/2444/2014. Los ingresos previstos para 2016 ascienden a 13.506,6 M€, similar a los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2015 (13.500,1 M€), motivado, principalmente, 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 17. Ingresos de acceso resultantes de facturar a las variables de facturación previstas para 2016 a los peajes establecidos en la Orden IET/2444/2014

Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación acceso a precios de la Orden IET/2444/2014 (miles €)
Baja tensión	111.163	10.138.367
<i>Pc ≤ 10 kW</i>	67.172	7.068.641
2.0 A	58.157	6.545.812
2.0 DHA	8.964	520.990
2.0 DHS	51	1.838
<i>10 < Pc ≤ 15 kW</i>	8.790	913.465
2.1 A	5.807	717.144
2.1 DHA	2.968	195.155
2.1 DHS	16	1.166
<i>Pc > 15 kW</i>	35.201	2.156.261
3.0 A	35.201	2.156.261
Media tensión	74.670	2.756.986
3.1 A	16.193	859.375
6.1 A	53.100	1.747.384
6.1 B	5.377	150.226
Alta tensión	53.574	611.278
6.2	17.715	267.917
6.3	10.626	130.525
6.4 (1)	25.233	212.836
Total	239.407	13.506.630

Fuente: CNMC y Orden IET/2444/2014

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Dichas previsiones no incluyen los ingresos por la facturación de energía reactiva¹¹, excesos de potencia¹², peajes de acceso aplicables a la generación, los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 (véase epígrafe 3.3 del presente informe), ingresos provenientes de los peajes por exportaciones a países no comunitarios¹³, ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO ni las rentas de gestión de congestión¹⁴.

Los ingresos regulados previstos para el ejercicio 2016, resultado de considerar los conceptos anteriores ascienden a 14.107,7 M€, un 0,6% superiores a los previstos para el cierre de 2015 (Véase Cuadro 18).

Cuadro 18. Ingresos totales de acceso previstos para el cierre de 2015 y 2016.

Ingresos acceso (miles €)	Previsión cierre 2015 (A)	Previsión 2016 (B)	(B) - (A) (miles €)	%variación (B) sobre (A)
Ingresos por peajes de consumidores	13.762.808	13.825.063	62.255	0,5%
Facturación de peajes	13.500.812	13.506.630	5.819	0,0%
Facturación energía reactiva	141.127	130.628	- 10.498	-7,4%
Facturación excesos de potencia	120.870	187.804	66.934	55,4%
Ingresos por peajes de generadores	133.117	133.362	245	0,2%
Ingresos de conexiones internacionales	103.316	129.904	26.588	25,7%
Ingresos por exportaciones	41.754	60.638	18.884	45,2%
Ingresos acuerdo ETSO	- 898	- 1.233	- 334	37,2%
Rentas de gestión de restricciones	62.460	70.499	8.038	12,9%
Ingresos de clientes en régimen transitorio	20.628	20.628	-	0,0%
Total ingresos de acceso	14.019.869	14.108.956	89.087	0,6%

Fuente: CNMC y Orden IET/2444/2014

Finalmente, en 2016 se estiman en 3.366,7 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 2.916,7 M€ y los ingresos procedentes de la subasta

¹¹ La facturación por energía reactiva se ha estimado aplicando a la previsión de cierre del ejercicio 2015 la media móvil registrada en el periodo comprendido entre agosto 2014-julio 2015 (-7,4%).

¹² La facturación por excesos de potencia se ha estimado aplicando a la previsión de cierre del ejercicio 2015 la media móvil registrada en el periodo comprendido entre junio 2014-mayo 2015 (55,4%), a efectos de evitar los valores atípicos registrados durante junio y julio de 2015 por la ola de calor.

¹³ 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 (5.697 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 julio 2014 y junio de 2015, a los precios de la Orden IET/2444/2014.

¹⁴ Los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO y las rentas de gestión de congestión previstas para 2016 son el resultado de aplicar al cierre previsto de 2015 la media móvil registrada a junio de 2015 (37,2% y 12,9%, respectivamente).

de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero ascenderán a 450 M€.

Al respecto se indica que en el borrador de los Presupuestos Generales del Estado para el ejercicio 2016 se han incluido 3.154,6 M€ de ingresos procedentes de la Ley 15/2012, 2.704,6 M€ por los tributos y 343,8 M€ por la subasta de derechos de emisión de CO₂.

2.3. Previsión de costes regulados para el cierre de 2015 y 2016

A continuación se resume la previsión de costes regulados para el cierre de 2015 y 2016. 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 2015

En el Cuadro 19 se comparan los costes regulados previstos para 2015, según información que acompaña a la Orden IET/2444/2014 y la previsión de cierre del ejercicio con la última información disponible por la CNMC. Se observa que los costes regulados previstos para el cierre del ejercicio resultan un 7,5% (1.304,1 M€) inferiores a los previstos en la Orden IET/2444/2014, debido, fundamentalmente, a que la retribución específica de las instalaciones de generación renovable, la retribución específica de los sistemas no peninsulares y el saldo de los pagos por capacidad han resultado inferiores en 512,0 M€, 218,5 M€ y 172,7 M€, respectivamente, a los inicialmente previstos.

Cuadro 19. Comparación de los costes regulados previstos para el cierre de 2015 y los costes previstos en la Orden IET/2444/2014

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Orden IET/2444/2014 [1]	Liquidación cierre 2015 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Coste Transporte	1.712.124	1.712.124	-	0,0%
Coste Distribución	5.077.552	5.077.552	-	0,0%
Retribución renovables, cogeneración y residuos	7.100.000	6.587.962	- 512.038	-7,2%
Retribución sistemas no peninsulares	887.170	668.678	- 218.492	-24,6%
Cuotas	56.559	63.142	6.583	11,6%
Tasa CNMC	20.661	20.675	14	0,1%
Moratoria nuclear	35.760	42.329	6.569	18,4%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	138	138	0	0,1%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.927.649	2.887.661	- 39.988	-1,4%
Exceso déficit años anteriores	- 8.577		8.577	-100,0%
Imputación de pérdidas	90.000	8.224	- 81.776	-90,9%
Costes de acceso (A)	17.842.477	17.005.343	- 837.134	-4,7%
Déficit (+)/ Superavit (-) Pagos por Capacidad (B)	- 656.361	- 829.068	- 172.707	26,3%
Ingresos Pagos por capacidad	1.391.361	1.221.482	- 169.879	-12,2%
Coste Pagos por Capacidad	735.000	392.415	- 342.585	-46,6%
Incentivo a la inversión	n.d.	254.677		
Incentivo a la disponibilidad	n.d.	175.049		
Liquidación definitiva RGS 2012		- 37.311	- 37.311	
Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (C)	94.912	- 199.364	- 294.276	-310,1%
Liquidación definitiva 2011	-	- 27.546	- 27.546	
Impacto RDL 9/2013 sobre RE	- 120.000	- 204.000	- 84.000	70,0%
Ajuste retribución RECORE ejercicios anteriores		55.000	55.000	
Incentivo reducción pérdidas 2014	- 36.088	- 36.088	-	0,0%
Estimación sobrecostes adicionales SNP 2012	191.000	-	- 191.000	-100,0%
Ingresos Moratoria Nuclear		- 8.815	- 8.815	
Ejecución Sentencias	60.000	22.086	- 37.914	-63,2%
Total costes regulados (D) = (A) + (B) + (C)	17.281.028	15.976.912	- 1.304.116	-7,5%

Fuentes: CNMC, Orden IET/2444/2014 y escandallo que le acompaña.

A continuación se describe brevemente las principales diferencias entre los costes previstos para el cierre del ejercicio y los de la Orden IET/2444/2014.

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

Se estima en 6.588 M€ la retribución de la producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos para el cierre del ejercicio 2015, cifra 512 M€ inferior a la prevista en la Orden IET/2444/2014.

Por su parte, se estiman en 204 M€ el impacto de las reliquidaciones de la DT8ª del RD 413/2014 en el ejercicio 2015, cifra que supera en 84 M€ a la prevista en la Orden IET/2444/2014 (-120 M€), según la información que acompañó a la propuesta de Orden.

Finalmente, se estima un mayor coste, 55 M€, por la revisión la retribución RECORE de ejercicios anteriores derivado tanto de revisiones normativas¹⁵ introducidas en el último mes, como de otras modificaciones que se prevé sean aprobadas a lo largo del próximo año.

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

Se estima que la retribución adicional de los SENP correspondiente al ejercicio 2015 alcanzará 1.337 M€, de cuyo importe el 50% (668,7 M€) será financiada con cargo a los peajes de acceso, según establece la Disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013. Este importe incluye los peajes de acceso a las redes, los impuestos por la aplicación de la Ley 15/2012 y el importe por la financiación del OS estimados en 174 M€, conforme establece el 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.

La retribución de los SENP resulta 218,5 M€ inferior a la prevista en la Orden IET/2444/2014 motivado, fundamentalmente, por reducción de los costes de combustible fósiles tras la publicación de la Resolución de 9 de febrero de 2015.

Por otra parte, respecto al impacto de la liquidación definitiva de los SENP del 2012 en el ejercicio 2015 (estimado en 191 M€ de costes adicionales en la Orden IET/2444/2014) se indica que a la fecha de elaboración de este informe no ha sido solicitada por los titulares con derecho a retribución específica. No obstante, se indica que se han incluido 217,7 M€ de costes adicionales en la propuesta de liquidación definitiva del sector eléctrico correspondiente al ejercicio 2014, derivado, fundamentalmente, de la revisión del coste de combustible tras la Resolución de 9 de febrero de 2015, por lo que cabría esperar un menor impacto de la liquidación definitiva de la retribución adicional de los SENP correspondiente a 2012 en las liquidaciones del ejercicio 2015.

- *Anualidades para la financiación del déficit*

Desde la publicación de la Orden IET/2444/2014 hasta el 13 de octubre de 2015 se han registrado nuevas emisiones de FADE (emisiones 49ª a 55ª). El fin de estas emisiones ha sido de refinanciación, por lo que únicamente se actualiza la anualidad correspondiente a FADE. En particular, la anualidad correspondiente a FADE asciende a 2.230.371.736,50 € cifra inferior en 40 M€ a la incluida en la Orden IET/2444/2014 (2.270.359.627,71 €)

¹⁵ Véase disposición transitoria séptima del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, 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

- *Saldo de los pagos por capacidad*

Según la última información disponible por la CNMC, el superávit de los pagos por capacidad asciende a 829,1 M€, cifra que supera en 172,7 M€, a la prevista en Orden IET/2444/2014, según la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden.

Al respecto se indica que, el saldo de los pagos por capacidad incluye la liquidación definitiva del mecanismo de restricciones por garantía de suministro correspondiente al ejercicio 2012, con una reducción del coste estimada en 37,3 M€, sin considerar inversiones adicionales ni incumplimientos con respecto a las compras establecidas en la normativa.

- *Liquidación definitiva 2011*

La liquidación definitiva del ejercicio 2011 ha supuesto un menor coste respecto de la liquidación 14/2011 de 27,5 M€, debido a una reducción de las retribuciones de las actividades de transporte y la distribución de 18,8 M€ y de 8,6 M€, respectivamente, y un incremento de los ingresos de 0,14 M€.

- *Moratoria nuclear*

Se estima un ingreso de 8,8 M€ procedente las cuotas de la moratoria nuclear, tras la liquidación del fondo el Fondo de Titulización de Activos Resultantes de la Moratoria Nuclear.

- *Impacto de ejecución de Sentencias*

En el ejercicio 2015 se han incluido en las liquidaciones el impacto de las Resoluciones de la CNMC de fechas de 5 de marzo de 2015 para ejecución de sentencias relativas a la minoración para el año 2006 (Nuclenor, por importe de 17.914.559 euros) y para el año 2007 (Iberdrola Generación, por importe de 4.171.257 euros) de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente.

2.3.2. Previsión 2016

El artículo 19 de la Ley 24/2013 establece que 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 2015, a efectos de establecer, en su caso, el impacto que pudiera derivarse en los ingresos y costes del ejercicio 2016. En segundo lugar, se resumen los costes previstos para 2016. En el Anexo IV del informe se detallan las hipótesis que sirven de base para la estimación.

Desajuste 2015

En el Cuadro 20 se comparan los costes de acceso e ingresos previstos para el 2015 según la Orden IET/2444/2014 y los previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio. Según dicho escenario de previsión en 2015 se produciría un desajuste positivo estimado en 1.393,5 M€.

Al respecto se indica que, el artículo al artículo 19.4 de la Ley 24/2013 establece que los superávits de ingresos que pudieran resultar de las liquidaciones del sistema eléctrico en cada ejercicio serán destinados, siempre que existan, a la reducción de las cantidades pendientes de devolución por desajustes de ejercicios anteriores, para lo que se hace necesario el correspondiente desarrollo normativo.

Cuadro 20. Previsión del desajuste temporal de ingresos y costes para el cierre de 2015 de la Orden IET/2444/2014 y de la CNMC

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Orden IET/2444/2014 [1]	Liquidación cierre 2015 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos regulados (A)	13.997.858	14.019.869	22.011	0,2%
Ingresos por peajes de consumidores	13.727.809	13.762.808	34.999	0,3%
Ingresos por peajes a generadores	129.664	133.117	3.453	2,7%
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	12.785	20.628	7.843	61,3%
Ingresos de conexiones internacionales	127.600	103.316	- 24.284	-19,0%
Ingresos externos a peajes (B)	3.320.000	3.350.566	30.566	0,9%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.989.700	2.918.566	- 71.134	-2,4%
Ingresos subastas CO2	330.300	432.000	101.700	30,8%
Total ingresos regulados (C) = (A) + (B)	17.317.858	17.370.435	52.577	0,3%
Costes regulados (D)	17.281.028	15.976.912	- 1.304.116	-7,5%
Costes de acceso	17.842.477	17.005.343	- 837.134	-4,7%
Saldo de pagos por capacidad	- 656.361	- 829.068	- 172.707	26,3%
Otros costes regulados	94.912	- 199.364	- 294.276	-310,1%
Desajuste de actividades reguladas (C) - (D)	36.830	1.393.523	1.356.693	3683,6%

Fuentes: CNMC, Orden IET/2444/2014 y Memoria que acompañó a la propuestas de Orden.

En el Cuadro 21 se comparan los costes de acceso previstos para el cierre de 2015 y 2016, 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 2016 ascienden a 16.996 M€, prácticamente iguales a los previstos para el cierre del ejercicio 2015. No obstante, los costes regulados del sistema previstos para 2016 aumentan un 1,1% respecto de los costes previstos para el cierre del ejercicio 2015, motivado fundamentalmente por la desaparición del impacto de las reliquidaciones de la producción renovable.

Cuadro 21. Comparación de los costes de acceso previstos para el cierre de 2015 y 2016

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Previsión cierre 2015 [1]	Previsión 2016 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Coste Transporte	1.712.124	1.764.549	52.425	3,1%
Coste Distribución	5.077.552	5.080.996	3.444	0,1%
Retribución renovables, cogenación y residuos	6.587.962	6.587.962	-	0,0%
Retribución sistemas no peninsulares	668.678	668.912	235	0,0%
Servicio de interrumpibilidad	-	-	-	-
Cuotas	63.142	20.906	- 42.236	-66,9%
Tasa CNMC	20.675	20.769	93	0,5%
Moratoria nuclear	42.329	-	- 42.329	-100,0%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	138	138	-	0,0%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.887.661	2.872.578	- 15.083	-0,5%
Desajuste de ejercicios anteriores	-	-	-	-
Imputación de pérdidas	8.224	-	- 8.224	-100,0%
Costes de acceso (A)	17.005.343	16.995.904	- 9.439	-0,1%
Déficit (+)/ Superavit (-) Pagos por Capacidad (B)	- 829.068	- 799.855	29.212	-3,5%
Ingresos Pagos por capacidad	1.221.482	1.217.979	- 3.503	-0,3%
Coste Pagos por Capacidad	392.415	418.124	25.709	6,6%
Incentivo a la inversión	254.677	241.172	- 13.505	-5,3%
Incentivo a la disponibilidad	175.049	176.952	1.903	1,1%
Liquidación definitiva RGS 2012	- 37.311	-	37.311	-100,0%
Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (C)	- 199.364	- 38.208	161.156	-80,8%
Liquidación definitiva 2011	- 27.546	-	27.546	-100,0%
Impacto RDL 9/2013 sobre RE	- 204.000	-	204.000	-100,0%
Ajuste retribución RECORE ejercicios anteriores	55.000	-	- 55.000	-100,0%
Incentivo de pérdidas retribución ejercicios anteriores	- 36.088	- 38.208	- 2.120	5,9%
Ingresos Moratoria nuclear	- 8.815	-	8.815	-100,0%
Ejecución de sentencias TS	22.086	-	- 22.086	-100,0%
Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)	15.976.912	16.157.840	180.929	1,1%

Fuentes: CNMC, Orden IET/2444/2014 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 22 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 2014, 2015 y 2016.

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 2015 y 2016 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 2015 y 2016 se analiza la evolución del porcentaje del número de clientes, potencia contratada y consumo registradas en el periodo comprendido entre enero y julio de 2015 respecto del total de consumidores con derecho, y se extrapola la tendencia registrada a la segunda parte del año 2015 y a 2016, todo ello desagregado por subsistema peninsular, balear y canario. Posteriormente, se aplica los porcentajes obtenidos a la previsión de demanda para el cierre del ejercicio 2015 y 2016 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 por 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 22. Nº de clientes, potencia facturada y consumo de los consumidores acogidos a PVPC en el territorio nacional.

AÑO 2014

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	13.920.190	53.944.593	28.418.164
PVPC con DHA	681.418	3.722.475	4.202.820
PVPC con DHS	1.646	7.327	18.239
TOTAL	14.603.254	57.674.395	32.639.223

AÑO 2015

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	13.065.424	49.723.219	26.103.086
PVPC con DHA	641.175	3.400.526	4.047.641
PVPC con DHS	2.020	9.585	26.149
TOTAL	13.708.618	53.133.330	30.176.876

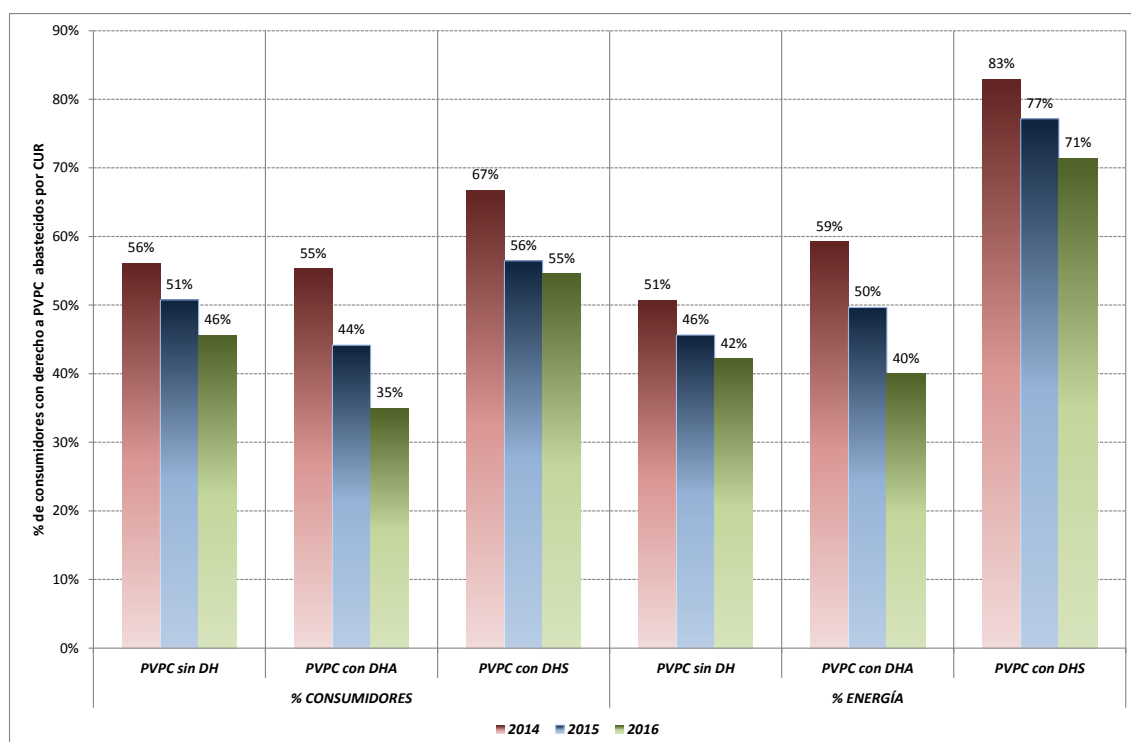
AÑO 2016

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	11.753.762	44.285.914	24.515.291
PVPC con DHA	565.709	2.956.873	3.587.210
PVPC con DHS	2.769	12.876	36.099
TOTAL	12.322.240	47.255.663	28.138.600

Fuente: Base de datos de liquidaciones y CNMC

Según dichos supuestos, se estima que en 2016, el 46% de los consumidores con potencia contratada inferior a 10 kW serán suministrados por un CUR, representando su consumo el 42% de la energía de consumida por dicho grupo de consumidores. En el Gráfico 6 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 6. 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 COR 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 julio, 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 2016. Entre la información requerida no se solicitó la relativa a los consumidores a los que se aplica el

Bono social¹⁶, 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 25 se muestra información sobre el número de clientes, consumos y facturaciones de los suministros a los que se aplica el bono social correspondiente a 2014 y en el periodo comprendido entre enero y junio de 2015, de acuerdo con la última información disponible remitida por las empresas comercializadoras de último recurso¹⁷.

¹⁶ 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.

¹⁷ Durante el proceso de elaboración del presente informe se han detectado diversas erratas en la información remitida de las empresas, tanto en el número de consumidores como en el volumen de consumo. A efectos de la previsión para el cierre del ejercicio 2015 y 2016, los datos atípicos han sido substituidos por la mejor estimación, teniendo en cuenta el resto de la información remitida por la comercializadora afectada y/o en función de la información remitida por el resto de empresas comercializadoras para el mes afectado.

Cuadro 23. Nº de clientes, consumo y facturación de los consumidores a los que se aplica Bono social

Periodo	Consumidores acogidos la TUR		Facturaciones (Miles de €)			Precio Medio (c€/kWh)	
	Nº Consumidores (1)	Energía (MWh)	TUR	PVPC	Diferencia	TUR	PVPC
2014	2.484.522	4.154.413	536.835	716.295	179.460	12,92	17,24
Enero - Junio 2015	2.464.694	2.076.120	269.195	358.781	89.586	12,97	17,28
Julio 2014 - Junio 2015	2.469.270	4.107.108	543.652	724.735	181.083	13,24	17,65

Fuente: CNMC

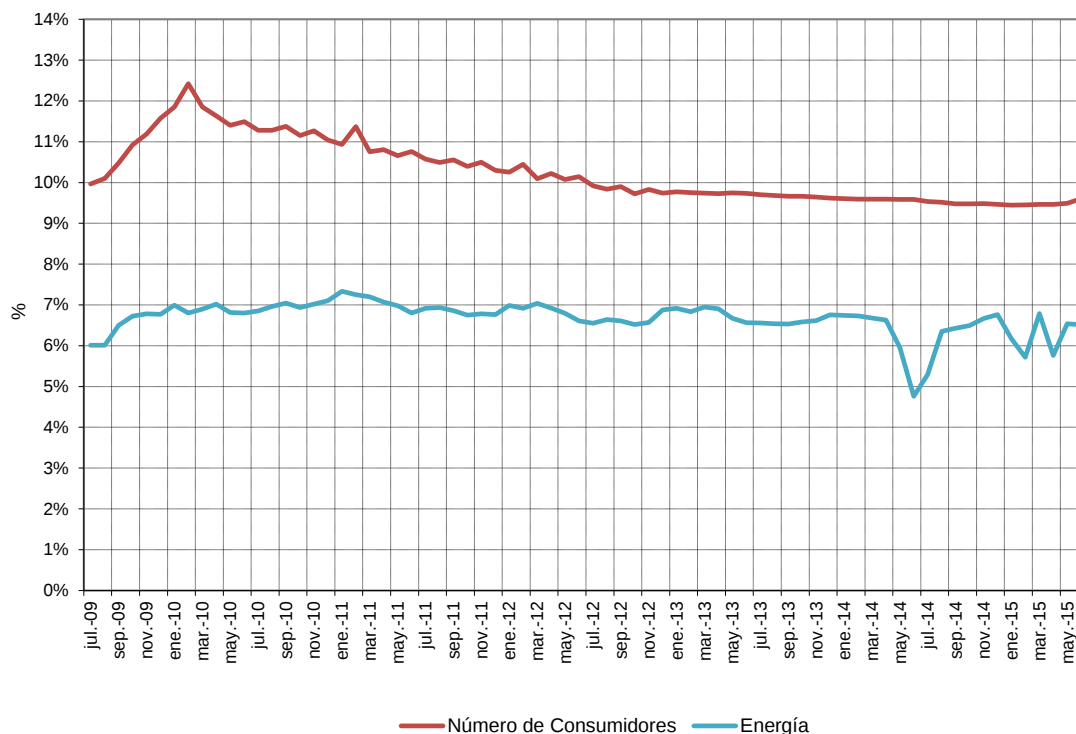
Nota: (1) Número de consumidores promedio del periodo considerado

Se observa que, en 2014 el número de consumidores promedio acogido al bono social fue de 2.484.522, con una energía asociada de 4.154 GWh y un facturación de 536,8 M€. Entre enero y junio de 2015 el número de consumidores a los que se aplicó bono social ascendió a 2.464.694 un 1% inferior al registrado en 2014.

En julio de 2009, tras la introducción del bono social, el 10,0% de los consumidores y el 6,0% de la energía consumida de los consumidores con derecho a suministro de último recurso (SUR) les aplicaba el bono social. El número de consumidores y la energía asociada experimentó un incremento en el periodo comprendido entre julio de 2009 y marzo de 2010, momento en que alcanza su máximo con un 11,9% de consumidores con derecho a SUR. Desde entonces, el número de consumidores a los que aplica el bono social se ha ido reduciendo hasta alcanzar un mínimo en mayo de 2015. En junio de 2015, si bien el número de consumidores se encontraba en niveles inferiores (9,6%) a los registrados en el momento de su introducción, su consumo representó el 6,6% de la energía consumida por los consumidores con derecho a PVPC, tal y como se detalla en el Gráfico 7¹⁸.

¹⁸ El porcentaje de consumidores y energía con derecho a SUR a los que les aplica el bono social es aproximado, dado que el denominador sólo incluye información de las distribuidoras de más de 100.000 clientes.

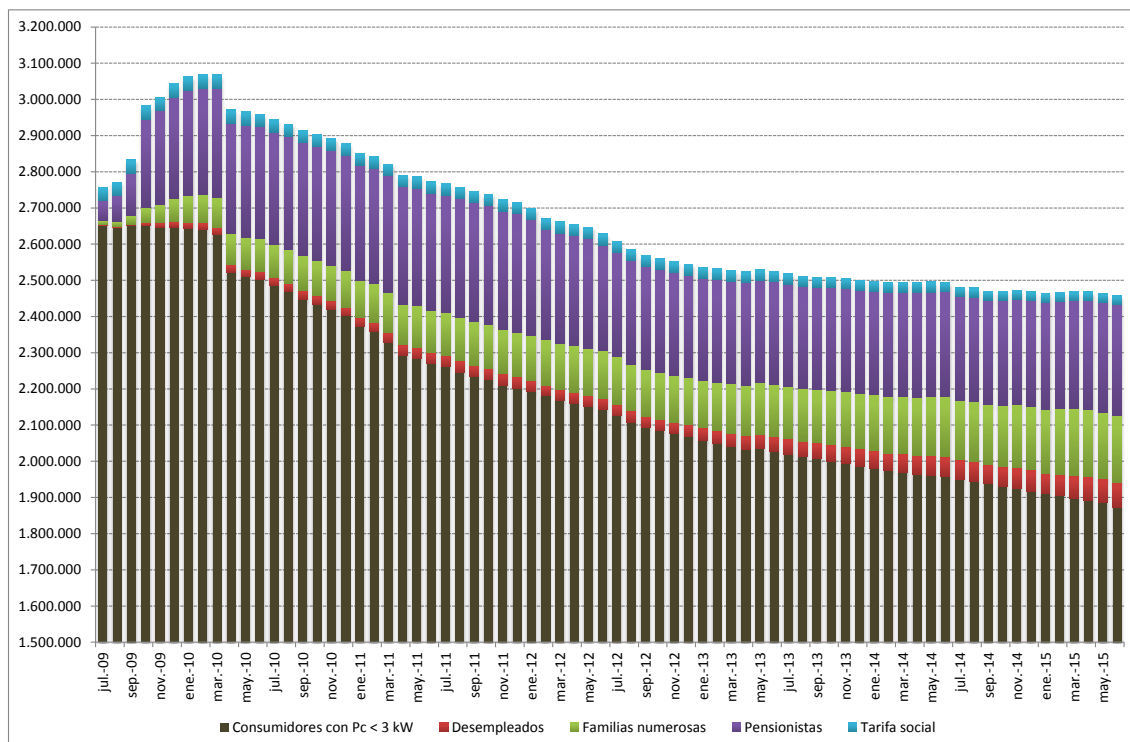
Gráfico 7. Porcentaje de consumidores con derecho a PVPC a los que se aplica bono social



Fuente: CNMC (Base datos de liquidaciones)

La reducción en el número de consumidores a los que se aplica el bono social que se observa desde marzo de 2010 se explica, fundamentalmente, por la disminución en un 25% de los consumidores con potencia contratada en su primera vivienda inferior a 3 kW, parcialmente compensado por un aumento del 20,5% del resto de colectivos de consumidores, principalmente desempleados y familias numerosas (véase Gráfico 8).

Gráfico 8. Número de consumidores a los que se aplica Bono social (actualmente acogidos a tarifa de último recurso) en el último día del mes correspondiente.



Fuente: CNMC

La previsión del número de consumidores y energía asociada de los suministros a los que se aplica el bono social para el cierre de 2015 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 2015 se ha estimado aplicando, por colectivo de consumidores, a la última información disponible (esto es, número de clientes con bono social en junio de 2015) la tasa de variación mensual promedio de los últimos doce meses (julio 2014–junio 2015). La energía consumida mensual para este mismo periodo (julio-diciembre 2015) se ha estimado multiplicando el número de consumidores previsto en cada mes por consumo medio registrado en los mismos meses del año anterior.

Análogamente, en el ejercicio 2016 se ha estimado el número de clientes mensual aplicando, por colectivo de beneficiarios, la tasa de variación registrada en los últimos doce meses (julio 2014-junio 2015), con la excepción del colectivo de desempleados para los que se mantienen las cifras de cierre de 2015, motivado por la previsión de mejora de la economía para el ejercicio 2016. El consumo, para cada tipo de consumidor, se ha estimado como resultado de multiplicar el número de clientes mensual por el consumo medio por cliente registrado en el mismo mes del año anterior.

En el Cuadro 24 se muestra la previsión del número de consumidores y consumo de los suministros a los que se aplica el Bono social para 2014, 2015 y 2016, resultado de las anteriores consideraciones.

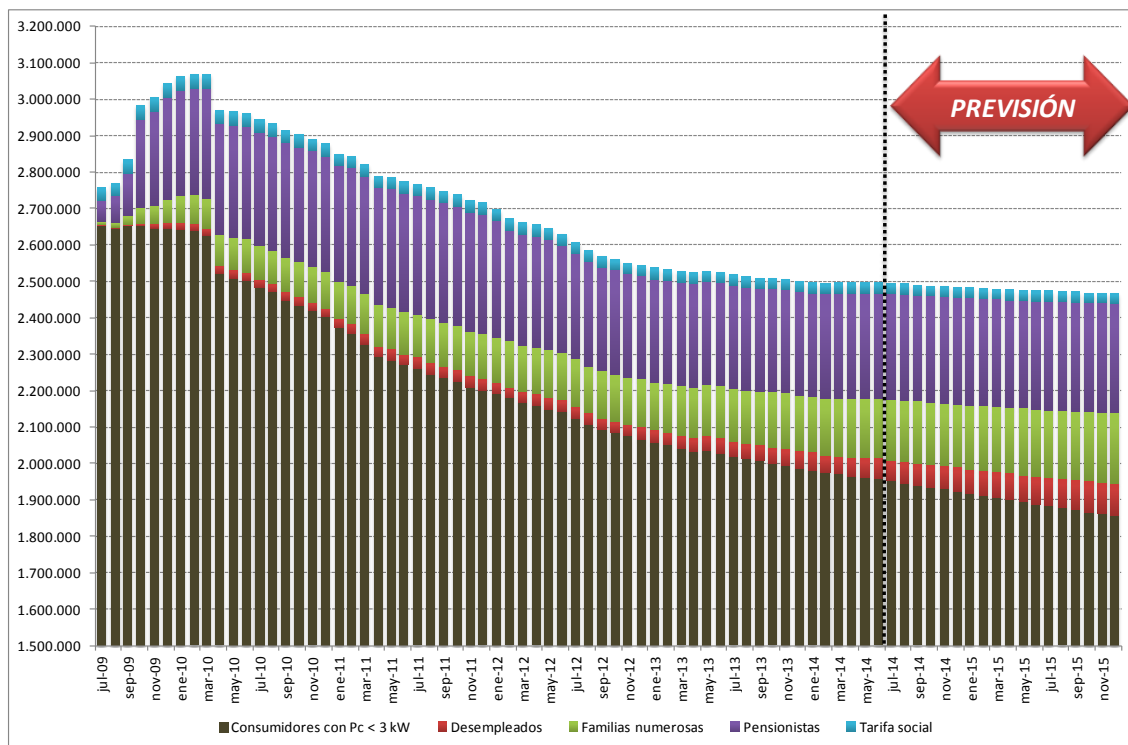
Cuadro 24. Previsión del número de consumidores y energía consumida por los suministros a los que se aplica bono social

	2014		2015		2016	
	Nº Consumidores (Promedio)	Energía (MWh)	Nº Consumidores (Promedio)	Energía (MWh)	Nº Consumidores (Promedio)	Energía (MWh)
Consumidores con Pc < 3 kW	1.950.788	2.656.525	1.871.632	2.422.688	1.789.902	2.190.670
Desempleados	54.381	142.995	68.505	170.877	68.505	201.798
Familias numerosas	163.891	666.574	186.901	739.406	208.698	791.971
Pensionistas	289.014	648.377	305.461	667.618	323.434	683.723
Tarifa social	26.448	39.942	24.371	36.696	23.347	34.601
Total	2.484.522	4.154.413	2.456.870	4.037.285	2.413.886	3.902.763

Fuente: CNMC

Se estima que en 2015, el promedio de consumidores a los que se aplica el Bono social será 2.456.870 consumidores un 1% inferior a la registrada en 2014. Asimismo, se prevé para 2016 una reducción del número de consumidores a los que se aplica bono social (2.413.886). En el Gráfico 9 se muestra la evolución mensual prevista para dicho periodo por tipo de consumidor.

Gráfico 9. Número de consumidores a los que se aplica bono social en el último día del mes correspondiente



Fuente: CNMC

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 2015 y 2016, dado que no se dispone de la información necesaria. No obstante, a los efectos oportunos se indica que el coste liquidado del bono social durante los últimos 12 meses (septiembre 2014-agosto 2015) fue de 187 M€ (véase Cuadro 25).

Cuadro 25. Liquidaciones del Bono social

Liquidación	2014		2015	
	Importe mensual	Liquidación acumulada	Importe mensual	Liquidación acumulada
Liquidación 1	19.478	19.478		-
Liquidación 2	17.501	36.979	28.893	28.893
Liquidación 3	17.556	54.535	10.454	39.347
Liquidación 4	16.088	70.623	27.797	67.144
Liquidación 5	18.072	88.694	13.397	80.541
Liquidación 6	14.014	102.708	14.140	94.680
Liquidación 7	8.922	111.631	16.498	111.179
Liquidación 8	10.325	121.956	15.939	127.118
Liquidación 9	13.922	135.878		
Liquidación 10	9.436	145.314		
Liquidación 11	21.888	167.201		
Liquidación 12	14.853	182.054		

Fuente: CNMC

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 2015 y 2016 se estiman en 20.628 miles de €, resultado de considerar los ingresos reales registrados en los últimos doce meses.

4. Otra información

4.1. Información sobre el número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación desagregado por Comunidades y Ciudades Autónomas

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 del ejercicio 2015 y 2016 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 el Cuadro 26 se aporta la información disponible en la base de datos de liquidaciones relativa al número de clientes, potencia facturada,

consumo y facturación desagregada por provincia para los ejercicios 2013 y 2014.

Cuadro 26. Número de consumidores, potencia facturada, Consumo y facturación, desagregado por provincia. Año 2013 y 2014

Comunidad Autónoma	Provincia	2013				2014			
		Nº clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación acceso (miles €)	Nº clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación acceso (miles €)
Andalucía		4.638.358	27.084	32.601	2.090.552	4.652.300	26.157	32.091	2.092.740
	Almería	418.947	2.421	2.686	181.280	421.788	2.345	2.716	185.408
	Cádiz	566.182	3.412	4.968	254.277	567.366	3.302	4.961	256.054
	Córdoba	408.078	2.472	2.747	197.528	408.672	2.370	2.655	195.420
	Granada	561.622	2.871	3.073	221.114	562.748	2.789	2.991	221.008
	Huelva	312.166	1.901	3.381	144.317	312.502	1.837	3.328	146.084
	Jaén	403.575	2.148	2.537	173.675	403.284	2.070	2.539	175.037
	Málaga	1.032.701	5.980	5.761	445.022	1.040.254	5.790	5.718	451.770
	Sevilla	935.087	5.880	7.449	473.339	935.686	5.653	7.182	461.960
Aragón		861.863	6.243	8.992	456.575	861.780	6.008	9.009	470.388
	Huesca	148.285	1.130	2.084	81.132	148.402	1.089	2.091	84.370
	Teruel	123.607	691	824	48.985	123.607	667	816	50.690
	Zaragoza	589.971	4.422	6.084	326.458	589.771	4.252	6.102	335.327
Asturias	Asturias	720.032	4.681	9.639	336.412	718.196	4.598	9.573	345.421
Baleares	Baleares	683.772	5.148	5.064	390.995	687.779	4.996	5.003	397.808
Canarias		1.141.148	6.447	7.841	508.403	1.149.036	6.378	7.780	521.699
	Las Palmas	593.364	3.580	4.549	286.441	597.225	3.536	4.543	293.841
	Santa Cruz de Tenerife	547.784	2.868	3.292	221.962	551.811	2.842	3.237	227.858
Cantabria	Cantabria	423.195	2.628	4.032	182.470	423.673	2.567	3.970	189.532
Castilla La Mancha		1.346.883	8.327	10.026	633.589	1.341.730	7.972	9.929	640.635
	Albacete	230.540	1.526	1.862	121.135	230.645	1.447	1.925	122.730
	Ciudad Real	325.803	1.901	2.168	146.460	325.697	1.823	2.193	149.372
	Cuenca	147.780	915	930	64.848	147.339	879	921	67.348
	Guadalajara	180.664	1.202	1.707	80.421	180.476	1.172	1.635	81.060
	Toledo	462.096	2.784	3.359	220.724	457.573	2.651	3.254	220.126
Castilla y León		1.590.402	10.135	11.850	722.507	1.591.460	9.885	11.755	750.638
	Ávila	115.347	744	635	49.622	114.182	726	623	52.222
	Burgos	215.409	1.629	2.301	115.703	215.174	1.582	2.296	119.800
	León	325.186	1.850	1.985	129.798	325.115	1.805	1.918	134.560
	Palencia	105.590	693	931	49.706	106.052	674	951	51.809
	Salamanca	211.482	1.367	1.393	96.669	212.652	1.343	1.371	101.033
	Segovia	137.707	736	832	54.344	137.638	713	821	56.278
	Soria	71.317	531	637	35.523	71.818	521	639	37.946
	Valladolid	278.484	1.835	2.455	139.816	279.461	1.789	2.478	143.416
	Zamora	129.880	749	681	51.326	129.368	732	660	53.574
Cataluña		4.197.194	30.576	40.213	2.402.261	4.198.379	29.691	39.758	2.407.046
	Barcelona	2.865.565	21.094	27.263	1.676.640	2.865.667	20.478	26.707	1.670.499
	Gerona	507.484	3.463	3.691	259.179	508.177	3.381	3.616	263.128
	Lérida	244.461	1.799	2.077	139.872	244.232	1.729	2.014	142.040
	Tarragona	579.684	4.219	7.181	326.570	580.303	4.104	7.421	331.379
Extremadura		549.386	3.264	3.787	245.043	541.067	3.152	3.597	248.497
	Badajoz	347.061	2.068	2.686	159.471	344.408	1.991	2.546	160.528
	Cáceres	202.325	1.197	1.101	85.572	196.659	1.161	1.051	87.969
Galicia		1.721.260	9.475	17.583	727.964	1.722.099	9.225	17.506	739.458
	La Coruña	707.336	3.977	7.609	307.649	707.054	3.889	7.624	313.487
	Lugo	253.666	1.742	5.189	120.334	254.059	1.695	5.199	124.723
	Orense	251.641	1.156	1.196	85.395	251.762	1.125	1.190	88.077
	Pontevedra	508.617	2.600	3.589	214.586	509.224	2.516	3.494	213.171
La Rioja	La Rioja	187.030	1.331	1.462	96.686	188.469	1.294	1.459	100.084
Madrid	Madrid	3.505.353	20.830	26.283	1.706.097	3.498.688	20.372	25.125	1.696.158
Murcia	Murcia	975.252	5.253	7.416	431.477	989.997	5.101	7.561	436.906
Navarra	Navarra	352.306	2.666	4.311	212.476	356.912	2.593	4.328	216.116
País Vasco		1.232.068	8.825	15.086	716.434	1.234.841	8.651	15.382	722.563
	Álava	170.122	1.489	2.444	124.586	171.371	1.443	2.450	124.783
	Guipúzcoa	405.881	3.053	5.634	252.866	408.462	2.969	5.535	252.365
	Vizcaya	656.065	4.283	7.008	338.981	655.008	4.240	7.397	345.414
Comunidad Valenciana		3.526.004	19.728	22.521	1.510.437	3.546.113	19.109	22.508	1.531.310
	Alicante	1.424.509	7.690	7.656	571.265	1.434.444	7.442	7.618	581.210
	Castellón	419.604	2.788	4.083	222.130	416.728	2.727	4.120	227.442
	Valencia	1.681.891	9.250	10.782	717.041	1.694.941	8.940	10.770	722.658
Total		27.651.506	172.641	228.704	13.370.379	27.702.519	167.749	226.334	13.506.998

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 2014.

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 2015 Y 2016

NACIONAL

PREVISIÓN CIERRE 2015

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
TARIFAS DE BAJA TENSION		28.848.067	144.918.819	22.369.058	21.855.129				110.072.644	74.859.726	26.834.892	8.378.025			
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	25.773.751	104.876.541						58.074.768	58.074.768					
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	1.452.126	7.695.558						8.121.512	2.780.093	5.341.418				
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	3.577	16.310						33.873	9.872	9.370	14.631			
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	699.870	8.716.741						5.875.343	5.875.343					
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	174.249	2.099.905						2.946.582	1.013.426	1.933.156				
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	600	7.923						8.954	3.163	2.774	3.016			
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	743.893	21.505.841	22.369.058	21.855.129				35.011.611	7.103.060	19.548.173	8.360.378			
TARIFAS DE ALTA TENSION		110.914	27.613.374	29.195.528	30.103.153	22.965.312	23.165.042	29.501.547	125.475.260	12.254.848	18.572.124	12.494.642	10.474.168	15.001.275	56.678.203
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	88.214	6.232.121	6.899.828	7.436.890				15.932.571	3.271.532	6.494.258	6.166.781			
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	18.960	11.968.808	12.170.522	12.313.015	12.402.472	12.522.770	16.770.730	51.894.055	4.859.718	6.185.894	3.303.908	5.346.088	7.469.559	24.728.888
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	1.122	1.154.805	1.216.672	1.221.655	1.225.128	1.233.631	1.624.374	5.250.961	528.196	665.585	353.408	572.031	819.305	2.312.436
406	6.2 (36 kV a 72.5 kV)	1.612	3.042.853	3.166.704	3.206.212	3.224.660	3.237.774	4.106.936	17.321.416	1.355.127	1.881.670	951.933	1.583.231	2.290.013	9.259.442
407	6.3 (72.5 kV a 145 kV)	420	1.550.433	1.788.037	1.801.978	1.863.164	1.895.377	2.163.052	10.429.773	661.164	1.003.156	519.036	900.087	1.332.632	6.013.698
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	586	3.664.354	3.953.765	4.123.404	4.249.887	4.275.491	4.836.455	24.646.484	1.579.111	2.341.560	1.199.576	2.072.731	3.089.766	14.363.739
299	Peaje Trasvase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		28.958.981	172.532.193	51.564.586	51.958.282	22.965.312	23.165.042	29.501.547	235.547.904	87.114.574	45.407.016	20.872.667	10.474.168	15.001.275	56.678.203

PREVISIÓN 2016

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)							
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
TARIFAS DE BAJA TENSION			29.056.340	144.821.165	21.877.862	21.366.121			111.162.849	75.221.311	27.506.725	8.434.632				
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	25.826.209	104.757.585						58.156.923	58.156.923						
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	1.617.988	8.337.578						8.964.225	3.076.144	5.888.081					
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	5.075	22.736						50.572	14.737	13.974	21.862				
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	693.904	8.641.758						5.806.544	5.806.544						
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	178.644	2.099.865						2.968.080	1.021.119	1.946.959					
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	903	13.959						15.625	5.707	4.886	5.032				
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	733.617	20.947.684	21.877.862	21.366.121				35.200.879	7.140.137	19.652.825	8.407.739				
TARIFAS DE ALTA TENSION			111.758	27.616.036	29.118.811	30.021.322	22.941.920	23.141.151	29.467.755	128.243.878	12.516.559	18.957.231	12.742.022	10.718.475	15.345.801	57.963.785
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	88.855	6.202.626	6.846.474	7.378.948				16.192.852	3.325.187	6.600.994	6.266.668				
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	19.139	11.934.531	12.097.404	12.238.880	12.327.785	12.447.197	16.677.476	53.100.072	4.972.987	6.330.422	3.381.061	5.470.860	7.641.709	25.303.033	
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	1.127	1.157.021	1.219.020	1.224.015	1.227.496	1.236.018	1.627.547	5.376.586	540.922	681.520	361.964	585.863	838.743	2.367.574	
406	6.2 (36 kV a 72.5 kV)	1.619	3.048.189	3.169.117	3.206.712	3.225.152	3.238.336	4.105.160	17.715.213	1.387.259	1.925.705	974.076	1.620.132	2.343.111	9.464.929	
407	6.3 (72.5 kV a 145 kV)	426	1.576.439	1.810.962	1.827.126	1.889.132	1.921.602	2.196.857	10.626.141	675.131	1.023.082	529.778	918.417	1.358.743	6.120.989	
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	593	3.697.230	3.975.834	4.145.640	4.272.354	4.297.998	4.860.715	25.233.014	1.615.073	2.395.507	1.228.475	2.123.203	3.163.495	14.707.260	
299	Peaje Trasvase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT			29.168.098	172.437.202	50.996.673	51.387.442	22.941.920	23.141.151	29.467.755	239.406.727	87.737.870	46.463.956	21.176.655	10.718.475	15.345.801	57.963.785

PENINSULAR

PREVISIÓN CIERRE 2015

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)							
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
TARIFAS DE BAJA TENSION		26.896.421	134.313.786	20.561.435	20.117.873				100.998.162	68.670.910	24.754.608	7.572.644				
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	23.984.199	97.066.061						53.264.467	53.264.467						
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	1.413.278	7.483.667						7.848.672	2.682.471	5.166.201					
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	3.394	15.439						33.130	9.539	9.120	14.470				
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	639.532	7.972.316						5.280.765	5.280.765						
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	167.797	2.019.362						2.805.588	964.796	1.840.792					
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	531	6.987						8.188	2.845	2.501	2.842				
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	687.689	19.749.954	20.561.435	20.117.873				31.757.353	6.466.028	17.735.993	7.555.332				
TARIFAS DE ALTA TENSION		107.606	26.451.815	28.010.098	28.908.283	22.140.134	22.338.836	28.527.538	120.805.455	11.752.655	17.677.720	11.806.163	10.111.360	14.601.131	54.856.426	
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	86.052	5.876.287	6.528.621	7.064.301				14.767.624	3.042.269	6.023.266	5.702.089				
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	17.827	11.216.359	11.409.574	11.546.008	11.632.670	11.752.128	15.870.719	48.596.839	4.600.300	5.784.401	3.092.227	5.003.173	7.089.287	23.027.449	
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	1.122	1.154.805	1.216.672	1.221.655	1.225.128	1.233.631	1.624.374	5.250.961	528.196	665.585	353.408	572.031	819.305	2.312.436	
406	6.2 (36 kV a 72.5 kV)	1.600	2.989.578	3.113.428	3.150.937	3.169.284	3.182.210	4.032.939	17.113.774	1.341.614	1.859.752	939.827	1.563.337	2.270.140	9.139.104	
407	6.3 (72.5 kV a 145 kV)	420	1.550.433	1.788.037	1.801.978	1.863.164	1.895.377	2.163.052	10.429.773	661.164	1.003.156	519.036	900.087	1.332.632	6.013.698	
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	586	3.664.354	3.953.765	4.123.404	4.249.887	4.275.491	4.836.455	24.646.484	1.579.111	2.341.560	1.199.576	2.072.731	3.089.766	14.363.739	
299	Peaje Traspase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TOTAL BT + AT		27.004.027	160.765.601	48.571.532	49.026.156	22.140.134	22.338.836	28.527.538	221.803.617	80.423.565	42.432.328	19.378.807	10.111.360	14.601.131	54.856.426	

PREVISIÓN 2016

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)							
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
TARIFAS DE BAJA TENSION		27.074.640	134.151.282	20.116.850	19.673.675				101.844.966	68.887.453	25.340.859	7.616.474				
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	24.024.459	96.934.696						53.250.911	53.250.911						
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	1.561.765	8.039.907						8.616.619	2.951.704	5.664.915					
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	4.755	21.396						49.237	14.133	13.529	21.575				
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	633.491	7.898.193						5.204.441	5.204.441						
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	171.325	2.008.585						2.814.538	968.009	1.846.527					
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	741	11.427						13.673	4.906	4.192	4.575				
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	678.104	19.237.078	20.116.850	19.673.675				31.895.547	6.493.349	17.811.696	7.590.324				
TARIFAS DE ALTA TENSION		108.410	26.453.886	27.932.882	28.825.890	22.110.941	22.309.148	28.487.435	123.466.163	12.003.472	18.044.141	12.041.498	10.346.060	14.934.994	56.095.992	
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	86.685	5.851.820	6.480.476	7.011.592				15.011.921	3.092.802	6.123.277	5.795.840				
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	17.972	11.173.787	11.328.072	11.463.405	11.549.502	11.668.067	15.767.703	49.697.158	4.705.041	5.915.727	3.162.628	5.117.001	7.249.434	23.547.326	
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	1.127	1.157.021	1.219.020	1.224.015	1.227.496	1.236.018	1.627.547	5.376.586	540.922	681.520	361.964	585.863	838.743	2.367.574	
406	6.2 (36 kV a 72.5 kV)	1.609	2.999.589	3.120.517	3.158.112	3.176.457	3.189.463	4.042.614	17.524.474	1.374.543	1.905.088	963.012	1.601.985	2.325.027	9.354.818	
407	6.3 (72.5 kV a 145 kV)	425	1.574.439	1.808.962	1.823.126	1.885.132	1.917.602	2.188.857	10.623.010	675.092	1.023.022	529.578	918.008	1.358.296	6.119.013	
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	593	3.697.230	3.975.834	4.145.640	4.272.354	4.297.998	4.860.715	25.233.014	1.615.073	2.395.507	1.228.475	2.123.203	3.163.495	14.707.260	
299	Peaje Traspase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TOTAL BT + AT		27.183.050	160.605.168	48.049.733	48.499.565	22.110.941	22.309.148	28.487.435	225.311.129	80.890.926	43.385.000	19.657.971	10.346.060	14.934.994	56.095.992	

BALEARES

PREVISIÓN CIERRE 2015

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
TARIFAS DE BAJA TENSION		703.929	4.483.733	907.698	873.952				3.962.505	2.571.534	1.014.360	376.611			
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	615.087	3.059.573						1.944.618	1.944.618					
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	26.540	153.012						157.252	61.368	95.885				
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	74	409						387	164	135	88			
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	27.517	340.827						245.975	245.975					
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	3.769	46.222						62.326	23.451	38.875				
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	35	568						382	147	133	102			
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	30.908	883.123	907.698	873.952				1.551.565	295.812	879.332	376.421			
TARIFAS DE ALTA TENSION		1.128	404.892	415.902	419.458	273.050	273.595	336.966	1.363.229	175.231	320.874	217.478	91.586	85.209	472.850
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	746	140.273	147.993	148.472				425.538	83.108	179.613	162.817			
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	377	240.348	243.638	244.715	246.678	247.035	298.722	852.773	84.905	129.746	49.952	84.089	77.876	426.205
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	24.271	24.271	26.271	26.372	26.560	38.244	84.918	7.218	11.514	4.710	7.496	7.334	46.646
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	Peaje Trasvase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		705.057	4.888.625	1.323.600	1.293.411	273.050	273.595	336.966	5.325.733	2.746.765	1.335.234	594.089	91.586	85.209	472.850

PREVISIÓN 2016

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
TARIFAS DE BAJA TENSION		716.197	4.523.951	878.737	846.063				4.165.964	2.690.807	1.086.295	388.862			
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	615.702	3.053.458						2.022.374	2.022.374					
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	37.789	218.270						217.001	83.468	133.532				
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	99	532						569	241	199	129			
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	27.654	340.827						252.121	252.121					
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	4.420	54.207						71.662	26.901	44.761				
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	76	1.704						1.147	442	399	306			
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	30.456	854.954	878.737	846.063				1.601.091	305.260	907.404	388.427			
TARIFAS DE ALTA TENSION		1.148	403.992	415.030	418.587	271.582	272.116	335.013	1.416.057	181.714	332.696	225.519	95.346	88.730	492.052
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	759	140.829	148.580	149.061				440.810	86.091	186.058	168.662			
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	363	240.116	243.403	244.479	246.440	246.797	298.432	885.815	88.226	134.815	51.888	87.340	80.869	442.677
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)	4	21.046	21.046	21.046	21.142	21.319	28.580	86.301	7.359	11.763	4.770	7.597	7.414	47.399
407	6.3 (72.5 kV a 145 kV)	1	2.000	2.000	4.000	4.000	4.000	8.000	3.131	39	60	200	409	447	1.976
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Peaje Trasvase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		717.345	4.927.943	1.293.767	1.264.649	271.582	272.116	335.013	5.582.021	2.872.521	1.418.991	614.381	95.346	88.730	492.052

CANARIAS

PREVISIÓN CIERRE 2015

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
TARIFAS DE BAJA TENSION		1.185.728	5.764.825	819.092	784.716				4.841.113	3.439.868	1.004.652	396.593			
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	1.117.312	4.501.371						2.725.289	2.725.289					
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	12.230	58.450						115.135	36.099	79.036				
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kWh)	110	462						357	169	115	73			
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	30.769	376.849						334.401	334.401					
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	2.640	33.760						77.348	24.759	52.590				
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kWh)	34	368						383	170	141	72			
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	22.633	793.566	819.092	784.716				1.588.200	318.981	872.771	396.448			
TARIFAS DE ALTA TENSION		2.071	720.099	733.002	738.839	528.553	528.937	611.435	3.177.677	314.563	552.719	453.745	260.567	303.192	1.292.890
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	1.331	202.568	210.262	211.185				711.232	140.288	279.928	291.015			
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	733	488.527	493.736	498.650	499.549	499.932	575.681	2.343.721	167.981	262.386	155.334	248.169	290.653	1.219.198
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)	7	29.004	29.004	29.004	29.004	29.004	35.754	122.724	6.295	10.404	7.396	12.397	12.539	73.692
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	Peaje Trasvase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		1.187.799	6.484.925	1.552.094	1.523.555	528.553	528.937	611.435	8.018.790	3.754.431	1.557.371	850.339	260.567	303.192	1.292.890

PREVISIÓN 2016

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
TARIFAS DE BAJA TENSION		1.203.101	5.788.157	801.891	768.237				4.879.284	3.463.941	1.018.189	397.153			
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	1.128.485	4.518.251						2.741.641	2.741.641					
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	18.344	78.907						130.103	40.792	89.310				
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	220	809						767	363	246	158			
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	30.708	376.001						335.739	335.739					
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	2.851	36.460						80.442	25.749	54.693				
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	86	828						805	358	296	151			
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	22.406	776.901	801.891	768.237				1.589.788	319.300	873.644	396.845			
TARIFAS DE ALTA TENSION		2.091	721.627	734.410	740.308	535.845	536.235	619.722	3.232.757	318.973	559.583	457.750	266.413	310.334	1.319.705
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	1.324	196.997	204.480	205.377				711.943	140.428	280.208	291.306			
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	760	497.076	502.376	507.376	508.291	508.681	585.756	2.416.376	173.188	270.520	160.149	255.863	299.663	1.256.993
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)	7	27.554	27.554	27.554	27.554	27.554	33.966	104.438	5.357	8.854	6.294	10.550	10.671	62.712
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	Peaje Traslase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		1.205.192	6.509.785	1.536.301	1.508.545	535.845	536.235	619.722	8.112.041	3.782.914	1.577.772	854.903	266.413	310.334	1.319.705

CEUTA

PREVISIÓN CIERRE 2015

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (kW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
TARIFAS DE BAJA TENSION		30.138	169.827	42.967	41.486				130.772	81.646	33.180	15.946			
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	28.045	119.506						65.283	65.283					
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	9	59						172	18	155				
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0	0						0	0	0	0			
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	678	8.604						4.763	4.763					
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	6	78						255	60	196				
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0	0						0	0	0	0			
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	1.400	41.580	42.967	41.486				60.298	11.522	32.830	15.946			
TARIFAS DE ALTA TENSION		47	16.624	16.717	16.620	11.674	11.674	11.957	62.077	5.345	9.978	7.495	5.504	5.791	27.965
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	36	4.950	5.043	4.946				11.510	2.327	4.955	4.227			
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	11	11.674	11.674	11.674	11.674	11.674	11.957	50.567	3.017	5.023	3.268	5.504	5.791	27.965
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	Peaje Traspase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		30.185	186.451	59.684	58.106	11.674	11.674	11.957	192.849	86.991	43.158	23.440	5.504	5.791	27.965

PREVISIÓN 2016

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
TARIFAS DE BAJA TENSION		30.183	169.827	42.967	41.486				132.080	82.463	33.512	16.105			
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	28.087	119.506						65.936	65.936					
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	9	59						174	18	156				
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0	0						0	0	0	0			
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	679	8.604						4.811	4.811					
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	6	78						258	60	198				
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0	0						0	0	0	0			
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	1.403	41.580	42.967	41.486				60.901	11.637	33.158	16.105			
TARIFAS DE ALTA TENSION		47	16.587	16.680	16.584	11.652	11.652	11.934	62.077	5.345	9.978	7.495	5.504	5.791	27.965
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	36	4.935	5.028	4.932				11.510	2.327	4.955	4.227			
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	11	11.652	11.652	11.652	11.652	11.652	11.934	50.567	3.017	5.023	3.268	5.504	5.791	27.965
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	Peaje Traspase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		30.230	186.414	59.647	58.070	11.652	11.652	11.934	194.157	87.807	43.490	23.600	5.504	5.791	27.965

MELILLA

PREVISIÓN CIERRE 2015

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
TARIFAS DE BAJA TENSION		31.851	186.647	37.866	37.101				140.092	95.768	28.093	16.231			
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	29.108	130.030						75.111	75.111					
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	69	371						280	138	142				
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0	0						0	0	0	0			
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	1.374	18.145						9.440	9.440					
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	37	483						1.065	361	704				
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kWh)	0	0						0	0	0	0			
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	1.263	37.618	37.866	37.101				54.196	10.718	27.247	16.231			
TARIFAS DE ALTA TENSION		62	19.944	19.809	19.953	11.900	12.000	13.651	66.823	7.054	10.833	9.761	5.152	5.952	28.071
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	50	8.044	7.909	7.986				16.668	3.539	6.496	6.633			
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	12	11.900	11.900	11.967	11.900	12.000	13.651	50.155	3.515	4.337	3.128	5.152	5.952	28.071
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	Peaje Traspase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		31.913	206.591	57.675	57.054	11.900	12.000	13.651	206.915	102.822	38.926	25.992	5.152	5.952	28.071

PREVISIÓN 2016

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
TARIFAS DE BAJA TENSION		32.219	187.948	37.416	36.660				140.555	96.647	27.870	16.038			
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	29.476	131.674						76.061	76.061					
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	81	436						329	162	167				
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0	0						0	0	0	0			
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	1.373	18.132						9.433	9.433					
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	41	535						1.180	400	780				
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0	0						0	0	0	0			
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	1.248	37.171	37.416	36.660				53.552	10.591	26.923	16.038			
TARIFAS DE ALTA TENSION		62	19.944	19.809	19.953	11.900	12.000	13.651	66.823	7.054	10.833	9.761	5.152	5.952	28.071
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	50	8.044	7.909	7.986				16.668	3.539	6.496	6.633			
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	12	11.900	11.900	11.967	11.900	12.000	13.651	50.155	3.515	4.337	3.128	5.152	5.952	28.071
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	Peaje Traspase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		32.281	207.892	57.225	56.613	11.900	12.000	13.651	207.378	103.701	38.703	25.799	5.152	5.952	28.071

ANEXO II: INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2015 Y 2016 DESGLOSADOS ENTRE EL SISTEMA PENINSULAR Y LOS SUBSISTEMAS INSULARES Y PENINSULARES

Cuadro II.1 Ingresos de acceso previstos para el cierre de 2015 a los precios de la Orden IET/2444/2014. Desglose por subsistema

		INGRESOS DE ACCESO					
		PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	TOTAL
Consumo (GWh)							
BT	110.073	9.359.546	336.244	419.835	12.213	13.364	10.141.202
Pc ≤ 10 kW	66.230	6.501.511	211.877	295.900	7.424	8.277	7.024.989
2.0 A	58.075	6.037.800	202.012	291.234	7.421	8.254	6.546.721
2.0 DHA	8.122	462.493	9.839	4.637	4	23	476.996
2.0 DHS	34	1.218	26	28	0	0	1.273
10< Pc ≤ 15 kW	8.831	843.794	33.612	40.003	666	1.406	919.481
2.1 A	5.875	657.232	29.257	35.930	656	1.348	724.423
2.1 DHA	2.947	185.977	4.316	4.040	11	58	194.401
2.1 DHS	9	586	39	32	0	0	657
Pc > 15 kW	35.012	2.014.241	90.754	83.933	4.123	3.681	2.196.732
3.0 A	35.012	2.014.241	90.754	83.933	4.123	3.681	2.196.732
MT	73.078	2.596.697	53.414	99.574	2.237	2.640	2.754.563
3.1 A	15.933	810.003	19.696	29.279	648	1.017	860.643
6.1 A	51.894	1.637.565	33.718	70.295	1.590	1.623	1.744.791
6.1 B	5.251	149.129	0	0	0	0	149.129
AT	52.398	600.861	1.963	2.223	0	0	605.047
6.2	17.321	261.953	1.963	2.223	0	0	266.139
6.3	10.430	128.440	0	0	0	0	128.440
6.4	24.646	210.468	0	0	0	0	210.468
TTS	0	0	0	0	0	0	0
Total	235.548	12.557.104	391.621	521.633	14.451	16.004	13.500.812

Fuente: CNMC

Cuadro II.2 Ingresos de acceso previstos para 2016 a los precios de la Orden IET/2444/2014. Desglose por subsistema

		INGRESOS DE ACCESO					
		PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	TOTAL
Consumo (GWh)							
BT	111.163	9.348.638	342.778	421.265	12.252	13.434	10.138.367
Pc ≤ 10 kW	67.172	6.535.409	219.014	298.379	7.453	8.385	7.068.641
2.0 A	58.157	6.032.206	205.203	292.596	7.449	8.358	6.545.812
2.0 DHA	8.964	501.454	13.776	5.729	4	27	520.990
2.0 DHS	51	1.748	36	54	0	0	1.838
10< Pc ≤ 15 kW	8.790	836.351	34.733	40.301	669	1.411	913.465
2.1 A	5.807	649.560	29.610	35.969	658	1.347	717.144
2.1 DHA	2.968	185.813	5.006	4.262	11	64	195.155
2.1 DHS	16	979	118	70	0	0	1.166
Pc > 15 kW	35.201	1.976.879	89.031	82.584	4.130	3.638	2.156.261
3.0 A	35.201	1.976.879	89.031	82.584	4.130	3.638	2.156.261
MT	74.670	2.597.779	53.891	100.443	2.234	2.640	2.756.986
3.1 A	16.193	809.089	19.926	28.698	646	1.017	859.375
6.1 A	53.100	1.638.464	33.965	71.745	1.587	1.623	1.747.384
6.1 B	5.377	150.226	0	0	0	0	150.226
AT	53.574	607.336	1.872	2.070	0	0	611.278
6.2	17.715	264.147	1.699	2.070	0	0	267.917
6.3	10.626	130.353	172	0	0	0	130.525
6.4	25.233	212.836	0	0	0	0	212.836
TTS	0	0	0	0	0	0	0
Total	239.407	12.553.753	398.541	523.778	14.485	16.073	13.506.630

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 2015 Y 2016

ANEXO III. PREVISIÓN DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY 15/2012 Y LAS SUBASTAS DE LOS DERECHOS DE CO2 PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2015 Y 2016

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 2015 y 2016.

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 del mercado previsto para 2015 es el resultado de considerar la media aritmética de los precios registrados en el mercado diario entre el 1 de enero y el 11 de octubre de 2015, la media aritmética de las cotizaciones entre el 1 y el 12 de octubre de 2015 de los contratos de carga base de las semanas 43 y 44 de OMIP y la media ponderada por la energía de las cotizaciones entre el 1 y el 12 de octubre de 2015 de los contratos de carga base mensuales de noviembre y diciembre de OMIP.
 - El precio de mercado previsto para 2016 se ha calculado como la media ponderada por la energía negociada de las cotizaciones diarias de los contratos de producto base anual de OMIP en el periodo comprendido entre el 1 y el 14 de octubre de 2015.
 - Los precios se han apuntado por tecnología según el apuntamiento registrado en el periodo de octubre 2014–septiembre 2015 (se consideran los ingresos debidos a todos los segmentos, a excepción de pagos por capacidad).

- Cobertura de la demanda en 2015 y 2016

La generación por tecnología prevista para el ejercicio 2015, 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 2015 y 2016*, aprobado el pasado 28 de octubre por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC¹⁹.

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 €)
2015	1.638.588
2016	1.642.707

Fuente: CNMC

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 2015 y 2016 se estima un importe equivalente al impuesto liquidado en el periodo comprendido entre septiembre de 2014 y agosto de 2015 (241.297 miles de euros).

¹⁹ 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 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 €)
2015	241.297
2016	241.297

Fuente: CNMC y OS

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 2015 y 2016 se estima un importe equivalente al impuesto liquidado en el periodo comprendido entre septiembre de 2014 y agosto de 2015 (8.210 miles de euros).

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

Año	Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear (miles de €)
2015	8.210
2016	8.210

Fuente: CNMC y OS

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

El pasado 25 de marzo se publicó en el BOE 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.

El citado real decreto 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.

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 198/2015²⁰, según la cual las cuencas intracomunitarias representan el 7,2% de la potencia instalada.

Para 2015 se estima una recaudación de 240.243 miles de euros, suponiendo en 2015 la producción hidráulica del último año móvil (octubre 2014–septiembre 2015). Para 2016 se considera la previsión del Operador del Sistema, con lo que se estiman unos ingresos de 277.877 miles de euros.

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 €)
2015	240.243
2016	277.877

Fuente: CNMC y OS

Ingresos procedentes de impuestos especiales

Los ingresos procedentes de los impuestos especiales sobre el carbón e hidrocarburos se han estimado teniendo en cuenta la cobertura de la demanda en el sector eléctrico y la estructura de la demanda de gas natural prevista por la CNMC para el cierre del ejercicio 2015. En particular, la cobertura de la demanda en b.c. para la estimación de los ingresos para 2015 se ha realizado sobre la producción del último año móvil (octubre 2014-septiembre 2015), con

²⁰ Disponible en http://transparencia.gob.es/es_ES/buscar/contenido/normavigente/NormaEV03D2-20151101

la excepción de la producción de centrales de ciclos combinados, que 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 2015 y 2016*²¹.

La cobertura de la demanda en b.c. prevista para 2016 tiene en cuenta una menor producción de las centrales de carbón, como consecuencia del impacto de la Directiva de emisiones industriales, y la entrada en funcionamiento de la tercera interconexión con Francia.

La estructura de la demanda de gas natural prevista por la CNMC para el cierre de 2015 y 2016 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 2015 y 2016*.

En ambos casos, se ha incluido la previsión de impuestos sobre los combustibles utilizados en la generación eléctrica en los sistemas no peninsulares y sobre el consumo de gas natural, tanto para uso industrial (excluyendo generación eléctrica) como para uso doméstico. Se ha considerado que las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de residuos consumen un 91% de gas natural, un 8% de fuel y un 1% de gasoil.

Cuadro III.5. Previsión de los impuestos especiales

Año	Impuestos especiales sobre los hidrocarburos (miles €)	Impuesto especial sobre el carbón (miles €)
2015	448.338	345.248
2016	467.056	282.933

Fuente: CNMC y OS

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.

²¹ El informe *Previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2015 y 2016*, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el pasado 29 de octubre, ha sido elaborado en cumplimiento de 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.

Los ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión previstos para el cierre del ejercicio 2015 y 2016 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 2015 ascienden a 480 M€, de los cuales el 90% estarían destinados al sector eléctrico (esto es, 432 M€). Los ingresos previstos por la subasta de CO₂ para 2016 ascienden a 580 M€, lo que daría lugar a unos ingresos 450 M€ para el sector eléctrico como consecuencia del límite establecido en la Disposición adicional quinta de la Ley 17/2012.

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

Año	Precio derechos de emisión de CO ₂ (€/t)	Derechos de emisión de CO ₂ (miles)	Ingresos por las subasta de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (miles €)
2015	7,74	62.000	432.000
2016	8,29	70.000	450.000

Fuente: Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente

Respecto de los ingresos procedentes de la subasta de derechos de emisión de CO₂ se traslada la incertidumbre puesta de manifiesto por el MAGRAMA, derivado de la reforma del sistema de comercio de los derechos de emisión, dado que, a pesar de que los cambios serían de aplicación a partir de 2021, podría afectar al precio de los derechos de ejercicios anteriores.

Previsión de ingresos procedentes de la ley 15/2012 y las subastas de los derechos de CO₂ para el cierre del ejercicio 2015 y 2016

De acuerdo con todo lo anterior, los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012, ascenderían a unos 3.370 M€ anuales, 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

	2015	2016
TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	2.918.565	2.916.721
<i>Recaudación Impuesto sobre la producción (Miles €)</i>	1.638.588	1.642.707
<i>Impuesto nuclear (Miles €)</i>	241.297	241.297
<i>Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado</i>	8.210	8.210
<i>Recaudación canon hidráulico (Miles €)</i>	240.243	277.877
<i>Recaudación Estado Impuesto carbón (Miles €)</i>	345.248	282.933
<i>Recaudación Estado II.EE. Hidrocarburos (Miles €)</i>	444.981	463.698
INGRESOS SUBASTAS EMISIONES CO2	432.000	450.000
TOTAL	3.350.565	3.366.721

Fuente: CNMC

Cuadro III.8. Estimación de la recaudación total anual por aplicación de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012. Año 2015

2015	TECNOLOGÍA	Generación (GWh)	Ingresos medios generación (€/MWh)	Ingresos generación (Miles €)	Recaudación Impuesto sobre la producción (Miles €)	Impuesto especial €/MWh	Recaudación Estado Impuesto Carbón (Miles €)	Recaudación Estado I.I.EE. hidrocarburos (Miles €)	Recaudación Impuesto nuclear (Miles €)	Canon hidráulico €/MWh	Recaudación canon hidráulico (Miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (Miles €)
Generación Eléctrica Peninsular	Nuclear	55.474	50	2.771.570	194.010				249.507			443.517
	Hidráulica	24.508	58	1.414.114	98.988					0,17	232.210	331.198
	Bombeo generación	2.723	67	181.118	12.678					0,02	3.709	16.387
	Carbón	48.759	58	2.833.090	198.316	6,69	325.986					524.302
	CCGT	25.498	90	2.288.915	160.224	4,68		119.331				279.556
	Fuel gas	-	-	-	-	3,08						-
	Resto hidráulica	5.348	49	263.827	18.468					0,02	4.325	22.792
	Eólica	49.616	44	2.201.689	154.118							154.118
	Solar fotovoltaica	7.884	52	412.986	28.909							28.909
	Solar térmica	5.024	52	263.138	18.420							18.420
	Térmica renovable	7.885	51	400.183	28.013	0,28		2.174				30.186
	Cogeneración y resto	23.223	51	1.178.670	82.507	0,28		6.402				88.909
	RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA			6.453.873	451.771							451.771
	PAGOS POR CAPACIDAD			429.726	30.081							30.081
Generación Eléctrica Territorios No Peninsulares	Producción exenta IIEE	8.366	171	1.431.839	100.229							100.229
	Producción - Gas Natural	671	171	114.845	8.039	4,68		3.140				11.179
	Producción -Carbón	2.881	171	493.099	34.517	6,69	19.262					53.778
	Producción - Fuel	399	171	68.291	4.780	3,08		1.228				6.009
	Producción - Gasoil	112	171	19.169	1.342	5,76		645				1.987
	Régimen retributivo específico exento IIEE	1.069	49	52.788	3.695							3.695
	Régimen retributivo específico - Gas natural	17	49	839	59	4,68		80				138
	Régimen retributivo específico - Gasoil	11	49	543	38	5,76		63				101
	RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA			134.089	9.386							9.386
Gas Natural	GN CCG	60.018										
	GN cogeneración	63.681				1,44		91.701				91.701
	GN uso industrial	114.787				0,54		61.985				61.985
	GN uso doméstico	67.620				2,34		158.231				158.231
					1.638.588		345.248	444.981	249.507		240.243	2.918.566

Cuadro III.9. Estimación de la recaudación total anual por aplicación de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012. Año 2016

2016	TECNOLOGÍA	Generación (GWh)	Ingresos medios generación (€/MWh)	Ingresos generación (Miles €)	Recaudación Impuesto sobre la producción (Miles €)	Impuesto especial €/MWh	Impuesto Carbón (Miles €)	Recaudación Estado II.EE. hidrocarburos (Miles €)	Recaudación Impuesto nuclear (Miles €)	Canon hidráulico €/MWh	Recaudación canon hidráulico (Miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (Miles €)
Generación Eléctrica Sistema Peninsular	Nuclear	56.073	50	2.787.349	195.114				249.506			444.621
	Hidráulica	28.564	57	1.639.827	114.788					0,17	269.274	384.061
	Bombeo generación	3.174	66	210.027	14.702					0,02	4.300	19.002
	Carbón	39.438	58	2.279.916	159.594	6,69	263.671					423.265
	CCGT	29.800	89	2.661.523	186.307	4,68		139.464				325.770
	Fuel gas	-				3,08						-
	Resto hidráulica	5.348	49	262.490	18.374					0,02	4.303	22.677
	Eólica	49.616	44	2.190.538	153.338							153.338
	Solar fotovoltaica	7.884	52	410.895	28.763							28.763
	Solar térmica	5.024	52	261.806	18.326							18.326
	Térmica renovable	7.880	50	397.915	27.854	0,28		2.172				30.026
	Cogeneración y resto	23.223	50	1.172.700	82.089	0,28		6.402				88.491
	RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA			6.453.873	451.771							451.771
	PAGOS POR CAPACIDAD			418.125	29.269							29.269
Generación Eléctrica Territorios No Peninsulares	Producción exenta IIEE	8.767	166	1.457.010	101.991							101.991
	Producción - Gas Natural	671	166	111.519	7.806	4,68		3.140				10.947
	Producción - Carbón	2.881	166	478.816	33.517	6,69	19.262					52.779
	Producción - Fuel	399	166	66.313	4.642	3,08		1.228				5.870
	Producción - Gasoil	112	166	18.614	1.303	5,76		645				1.948
	Régimen retributivo específico exento IIEE	1.069	49	52.521	3.676							3.676
	Régimen retributivo específico - Gas natural	17	49	835	58	4,68		80				138
	Régimen retributivo específico - Gasoil	11	49	540	38	5,76		63				101
	RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA			134.089	9.386							9.386
Gas Natural	GN CCG	67.664										-
	GN cogeneración	63.681				1,44		91.701				91.701
	GN uso industrial	115.926				0,54		62.600				62.600
	GN uso doméstico	66.753				2,34		156.203				156.203
					1.642.707		282.933	463.698	249.506		277.877	2.916.721

ANEXO IV. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2015 Y 2016

ANEXO IV. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2015 Y 2016

1 RETRIBUCIÓN DEL TRANSPORTE

La retribución del transporte se ha calculado conforme al Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, el cual establece una metodología de retribución transitoria hasta la entrada en vigor de la metodología retributiva establecida en el Real Decreto 1047/2013, y referencia la tasa de retribución al rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años.

La Ley 2/2015, de 30 de marzo, de desindexación de la economía española establece que los valores monetarios no deben ser modificados en virtud de índices de precios o fórmulas que lo contengan.

A este respecto, la disposición transitoria sobre el “régimen de revisión de los valores monetarios” de la citada Ley 2/2015, establece en su apartado 3 que:

*“Por lo que se refiere a los valores monetarios en cuya determinación interviene el sector público distintos a los referidos en los apartados anteriores, los regímenes de revisión periódica y predeterminada aprobados con anterioridad a la entrada en vigor de la presente Ley mantendrán su vigencia hasta la entrada en vigor del real decreto referido en el artículo 4 de la misma, si bien en las fórmulas las referencias a las variaciones de índices generales, tales como **Índice de Precios de Consumo o el Índice de Precios Industriales**, deberán sustituirse por el valor cero.”*

Siguiendo dicho criterio, la retribución del transporte sería la que se refleja en el siguiente cuadro:

Cuadro IV. 1. Retribución del transporte para 2016 (miles €)

TOTAL	1.742.980
Red Eléctrica de España, S.A.	
$R_{npre-1998}^i$	CONFIDENCIAL
$R_{n1998-2007}^i$	
$R_{n2008-2011}^i$	
$R_{n2012-2014}^i$	
Gas Natural Fenosa, S.A.	
$R_{npre-1998}^i$	CONFIDENCIAL
$R_{n1998-2007}^i$	
$R_{n2008-2011}^i$	
$R_{n2012-2014}^i$	

Es preciso señalar que el incremento notable en la retribución del REE para las instalaciones puestas en servicio en los ejercicios 2012-2014, es debida a la entrada en este último ejercicio de la línea interconexión eléctrica que une España y Francia por el este de los Pirineos.

Incentivo de disponibilidad

A la fecha de emisión del informe no se dispone del cálculo del incentivo de disponibilidad de las empresas transportistas a percibir en el ejercicio 2016 asociado al grado de disponibilidad de sus instalaciones de transporte en 2015, por lo tanto se da como referencia de la cantidad a considerar, el incentivo que percibieron las empresas transportistas en el ejercicio 2015, aprobado en el artículo 2 de la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015..

Cuadro IV. 2. Incentivo a la disponibilidad

Incentivo a la disponibilidad	2015 (miles de €)
TOTAL	21.569
Red Eléctrica de España, S.A.	CONFIDENCIAL
Gas Natural Fenosa, S.A.	

2 RETRIBUCIÓN DE DISTRIBUCIÓN Y GESTIÓN COMERCIAL

2.1 Retribución de la actividad de distribución de las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes conectados a sus redes

La retribución de la distribución se ha calculado de acuerdo con el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, el cual establece una metodología de retribución transitoria hasta la entrada en vigor de la metodología retributiva establecida en el Real Decreto 1048/2013, y referencia la tasa de retribución al rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años.

La Ley 2/2015, de 30 de marzo, de desindexación de la economía española establece que los valores monetarios no deben ser modificados en virtud de índices de precios o fórmulas que lo contengan.

A este respecto, la disposición transitoria sobre el “*régimen de revisión de los valores monetarios*” de la citada Ley 2/2015, establece en su apartado 3 que:

*“Por lo que se refiere a los valores monetarios en cuya determinación interviene el sector público distintos a los referidos en los apartados anteriores, los regímenes de revisión periódica y predeterminada aprobados con anterioridad a la entrada en vigor de la presente Ley mantendrán su vigencia hasta la entrada en vigor del real decreto referido en el artículo 4 de la misma, si bien en las fórmulas las referencias a las variaciones de índices generales, tales como **Índice de Precios de Consumo o el Índice de Precios Industriales**, deberán sustituirse por el valor cero.”*

Asimismo, es preciso señalar que para la obtención de la retribución de las empresas Eléctrica Conquense Distribución, S.A. y Barras Eléctricas Galaico-Asturianas, S.A., se ha partido de las retribuciones para el ejercicio de 2014 que figuran en los informes de Auditoría sobre las Cuentas Anuales e Informes de Gestión correspondientes al ejercicio anual terminado a 31 de diciembre de 2014 de las citadas empresas. En el caso de la retribución para 2016 de Eléctrica Conquense Distribución, S.A. se han tenido en cuenta las inversiones de 2013 y 2014 llevadas a cabo por dicha empresa conforme se establece en el Real Decreto-ley 9/2013. Sin embargo, en el caso de Barras Eléctricas Galaico-Asturianas, S.A. esto solo ha sido posible con las inversiones de 2014, dado que las de 2013 figuran subsumidas en las inversiones de los subsistemas a los que pertenecía (UFD y EON).

Teniendo en cuenta todo lo anterior, la retribución de la actividad de distribución para el ejercicio 2016 correspondiente a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes conectados a sus redes sería la que se refleja en la siguiente Tabla:

Cuadro IV. 3. Retribución de la distribución para 2016

Nombre empresa	R2016 (miles de €)
ENDESA	CONFIDENCIAL
IBERDROLA	
UNIÓN FENOSA	
VIESGO	
HIDROCANTÁBRICO	
BEGASA	
CONQUENSE	
TOTAL	4.605.559

2.2 Retribución de la actividad de distribución de las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes

De acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, los cálculos de la retribución de la actividad de distribución correspondiente a las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes, por aplicación del Anexo II del mismo, arrojan un resultado de **329.688.623 €**.

2.3 Incentivo (bonificación o penalización) a la reducción de pérdidas P_{2015}

A continuación se muestran las cantidades referentes al incentivo (bonificación o penalización) a la reducción de pérdidas correspondientes a la retribución del año 2015, P_{2015} , que no pudo incluirse en la Orden de tarifas de acceso de 2015 al no disponerse en su momento de la información necesaria para su cálculo.

Al respecto se indica que, con fecha 23 de julio de 2015 se ha recibido del Operador del Sistema, a través del registro de la CNMC, los ficheros de las medidas del año 2013 a utilizar en el cálculo del incentivo (bonificación o penalización) a la reducción de pérdidas de 2015 tras la aplicación del artículo 15 del Real Decreto 1110/2007, correspondientes a los sistemas peninsulares y no peninsulares.

El método de cálculo del incentivo (bonificación o penalización) a la reducción de pérdidas a aplicar a la retribución de cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica queda establecido en la Orden ITC/2524/2009, de 8 de septiembre, modificada por la Orden IET/3506/2011, de 30 diciembre.

El cálculo se ha realizado a partir de las pérdidas producidas en las redes de cada empresa distribuidora, si bien en lugar de realizar una aplicación estrictamente horaria, por razones de disponibilidad de la información, simplicidad y economía de medios, se ha llevado a cabo una aplicación por periodos horarios de punta y valle.

En base a lo anterior, el incentivo a la reducción de pérdidas P_{2015} , calculado en base a las medidas de 2013, es el que se muestra en la siguiente tabla:

Cuadro IV. 4. Incentivo a la reducción de pérdidas P₂₀₁₅

Empresa	P ₂₀₁₅ (miles de euros)
Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	CONFIDENCIAL
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	
Unión Fenosa Distribución, S.A.	
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.	
E.ON Distribución, S.L.	
TOTAL	-38.206

2.4 Incentivo a la mejora de calidad de servicio

A la fecha de emisión del presente informe no se dispone del cálculo del incentivo de calidad de servicio de las empresas distribuidoras a percibir en el ejercicio 2016 asociado al cumplimiento de la calidad en 2015. Por ello, se aporta como referencia el importe aprobado en el artículo 4 de la Orden IET/2444/2014 (89.048 miles €).

2.5 Retribución de la gestión comercial

En relación con los costes reconocidos a partir de 1 de enero de 2016 destinados a la retribución de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes conectados a sus redes, es preciso señalar que en tanto en cuanto no entre en vigor la metodología retributiva establecida en el Real Decreto 1048/2013, la cuantía para los mismos asciende a 56.700 miles de €, cantidad que coincide con la aprobada por el Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 de marzo.

3 RETRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PRODUCIDA A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES, DE COGENERACIÓN Y RESIDUOS

3.1 Previsión de la retribución de cierre 2015 y 2016

A continuación se muestra 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 2015 y 2016.

A continuación se muestran los resultados de las previsiones para los años 2015 y 2016 con las consideraciones mencionadas:

- Los importes previstos hacen referencia a las liquidaciones de los costes correspondientes a la retribución regulada de las instalaciones mencionadas según el Real Decreto 413/2015, de 6 de junio, por la energía generada en los años 2015 y 2016, utilizando el criterio de devengo, independientemente del momento en que se hacen efectivos los cobros y pagos reales.

En consecuencia, no se tiene en cuenta el coeficiente de cobertura, o las reliquidaciones correspondientes a la disposición transitoria octava del Real Decreto 413/2015.

- La energía total en 2015 (GWh/año) se ha obtenido, bien extrapolando la tendencia observada a partir de los datos provisionales obtenidos entre enero y agosto de 2015, considerando la ponderación de dicho periodo en los últimos años, bien evaluando el último año móvil de producción disponible a la redacción de este informe (así se ha hecho por ejemplo en el caso de la eólica, pues esta forma de generación ha arrojado durante la primera mitad del año una producción considerada inferior al promedio esperable con carácter general en un año de eolicidad media).
- La variabilidad estacional de eólica e hidráulica no influye en las previsiones económicas, ya que carecen de retribución a la operación; sin embargo, la incertidumbre existente en la energía generada por otras tecnologías, como la cogeneración, cuyo volumen de producción parece estabilizarse tras haber experimentado un descenso respecto a su máximo histórico, sí variaría la cifra de retribución final. Es asimismo la cogeneración la tecnología donde la retribución a la operación unitaria, R_o (€/MWh) reviste mayor relevancia.
- La retribución a la inversión anual, R_i (M€), se ha estimado a partir del promedio de los datos de retribución a la inversión mensuales de las últimas liquidaciones provisionales disponibles; los importes relacionados con este concepto se mantienen estables, pues las adiciones de potencia son muy limitadas y el contingente de instalaciones que se espera agote su vida útil regulatoria a lo largo del periodo analizado es asimismo pequeño. El total de retribución a la inversión se obtiene multiplicando por doce, para cada tecnología, la R_i promedio mensual observada.
- La previsión para el año 2016 es la misma que para la correspondiente al año 2015, ya que a la fecha de redacción del presente informe no se han encontrado motivos que indiquen que deban hacerse previsiones diferentes entre ambos años.

En Cuadro IV. 5 y el Cuadro IV. 6 se muestra para el cierre del ejercicio 2015 y 2016 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 2015 de potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos, desagregado por subsistema

TOTAL NACIONAL					
Tecnología	Potencia a 31/12/2015 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	6.083	23.244	51	1.117	1.168
SOLAR FV	4.660	8.312	2.290	152	2.442
SOLAR TE	2.300	5.024	1.008	189	1.197
EOLICA	23.003	49.949	1.253	0	1.253
HIDRAULICA	2.104	5.351	76	0	76
BIOMASA	742	3.339	119	129	249
RESIDUOS	754	3.562	80	29	109
TRAT. RESIDUOS	629	1.292	1	92	93
TOTAL	40.274	100.072	4.879	1.708	6.587

Península					
Tecnología	Potencia a 31/12/2014 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	6.038	23.223	51	1.115	1.166
SOLAR FV	4.419	7.884	2.184	145	2.328
SOLAR TE	2.300	5.024	1.008	189	1.197
EOLICA	22.852	49.616	1.250	0	1.250
HIDRAULICA	2.104	5.348	76	0	76
BIOMASA	741	3.333	119	129	249
RESIDUOS	658	3.255	65	29	94
TRAT. RESIDUOS	629	1.292	1	92	93
TOTAL	39.739	98.975	4.754	1.699	6.453

Baleares					
Tecnología	Potencia a 31/12/2014 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	11	21	0	2	2
SOLAR FV	78	130	34	2	36
SOLAR TE	0	0	0	0	0
EOLICA	4	6	0	0	0
HIDRAULICA	0	0	0	0	0
BIOMASA	0	0	0	0	0
RESIDUOS	94	292	15	0	15
TRAT. RESIDUOS	0	0	0	0	0
TOTAL	186	448	49	4	53

Canarias					
Tecnología	Potencia a 31/12/2014 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución especifica (M€)
COGENERACION	34	0	0	0	0
SOLAR FV	164	298	72	5	77
SOLAR TE	0	0	0	0	0
EOLICA	147	327	3	0	3
HIDRAULICA	0	2	0	0	0
BIOMASA	1	7	0	0	0
RESIDUOS	0	0	0	0	0
TRAT. RESIDUOS	0	0	0	0	0
TOTAL	346	634	75	5	80

Ceuta y Melilla					
Tecnología	Potencia a 31/12/2014 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución especifica (M€)
COGENERACION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SOLAR FV	0,06	0,09	0,03	0,00	0,03
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	2,72	14,75	0,43	0,00	0,43
TRAT. RESIDUOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	2,77	14,84	0,46	0,00	0,46

Fuente: CNMC

Cuadro IV. 6. Previsión 2016 de potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos

TOTAL NACIONAL					
Tecnología	Potencia a 31/12/2015 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	6.083	23.244	51	1.117	1.168
SOLAR FV	4.660	8.312	2.290	152	2.442
SOLAR TE	2.300	5.024	1.008	189	1.197
EOLICA	23.003	49.949	1.253	0	1.253
HIDRAULICA	2.104	5.351	76	0	76
BIOMASA	742	3.339	119	129	249
RESIDUOS	754	3.562	80	29	109
TRAT. RESIDUOS	629	1.292	1	92	93
TOTAL	40.274	100.072	4.879	1.708	6.587

Península					
Tecnología	Potencia a 31/12/2014 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	6.038	23.223	51	1.115	1.166
SOLAR FV	4.419	7.884	2.184	145	2.328
SOLAR TE	2.300	5.024	1.008	189	1.197
EOLICA	22.852	49.616	1.250	0	1.250
HIDRAULICA	2.104	5.348	76	0	76
BIOMASA	741	3.333	119	129	249
RESIDUOS	658	3.255	65	29	94
TRAT. RESIDUOS	629	1.292	1	92	93
TOTAL	39.739	98.975	4.754	1.699	6.453

Baleares					
Tecnología	Potencia a 31/12/2014 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	11	21	0	2	2
SOLAR FV	78	130	34	2	36
SOLAR TE	0	0	0	0	0
EOLICA	4	6	0	0	0
HIDRAULICA	0	0	0	0	0
BIOMASA	0	0	0	0	0
RESIDUOS	94	292	15	0	15
TRAT. RESIDUOS	0	0	0	0	0
TOTAL	186	448	49	4	53

Canarias					
Tecnología	Potencia a 31/12/2014 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	34	0	0	0	0
SOLAR FV	164	298	72	5	77
SOLAR TE	0	0	0	0	0
EOLICA	147	327	3	0	3
HIDRAULICA	0	2	0	0	0
BIOMASA	1	7	0	0	0
RESIDUOS	0	0	0	0	0
TRAT. RESIDUOS	0	0	0	0	0
TOTAL	346	634	75	5	80

Ceuta y Melilla					
Tecnología	Potencia a 31/12/2014 (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	0,09	0,03	0,00	0,03
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	2,72	14,75	0,43	0,00	0,43
TRAT. RESIDUOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	2,77	14,84	0,46	0,00	0,46

Fuente: CNMC

3.2 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 9/2014, 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, están pendientes de recuperar 368,7 M€. De este importe, se estima que 164,6 M€ se corresponden con instalaciones que actualmente están paradas, por lo que la recuperación de esta cantidad puede demorarse en el tiempo. Por lo tanto, se puede considerar que 204,09 M€ se recuperarán antes del cierre del ejercicio 2015.

Adicionalmente, se prevén reliquidaciones por valor de +55 M€ correspondientes a ejercicios anteriores a 2015, debidas a revisiones normativas introducidas en el último mes, y a otras modificaciones que se prevé sean aprobadas a lo largo del próximo año.

4 RETRIBUCIÓN A DE LA PRODUCCIÓN EN LOS SISTEMAS NO PENINSULARES

4.1 Previsión de cierre 2015

En coherencia con las previsiones de la CNMC de la demanda en b.c. y la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos para el cierre del ejercicio 2015, se estima que la producción con derecho a retribución específica en el conjunto de los SENP alcanzará 12,5 TWh en 2015.

El coste total de la producción se estima en 2.031 M€, dando lugar a una retribución específica de 1.337 M€. Al respecto se indica que, esta Comisión no dispone de la información necesaria para estimar los costes de inversión conforme al RD 738/2015, por lo que se ha estimado sobre la base de la previsión aportada por los agentes titulares en respuesta a la solicitud de información de la CNMC para la elaboración del preceptivo informe sobre la propuesta de tarifas²². La estimación del coste variable se realizó teniendo en cuenta las liquidaciones provisionales e intermedias del OS para el período enero-agosto y aplicando la Resolución de 9 de febrero de 2015 a la previsión de energía del para el período septiembre-diciembre de 2015. Se indica que conforme al citado RD 738/2015, la retribución adicional de los SENP prevista para el cierre de 2015 incluye los peajes de acceso de la producción, el impuesto a la producción del 7%, los impuestos especiales y la financiación del OS (174 M€).

²² En la información aportada por el Operador del Sistema, la retribución específica de los sistemas eléctricos no peninsulares se ha estimado aplicando la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Cuadro IV.7. Retribución específica de los sistemas eléctricos no peninsulares prevista para el cierre de 2015

PREVISIÓN DE LA COMPENSACIÓN SENP DE 2015					
Conceptos	Unidades	BALEARES	CANARIAS	C&M	TOTAL
Previsión producción en b.c. SENP, 2015	GWh	3.982	8.055	408	12.445
Previsión costes variables, 2015 [A]	M€	322	1.165	68	1.555
Previsión garantía de potencia, 2015 [B]	M€	190	248	38	476
Previsión coste total en despacho de SENP, 2015 [C = A + B]	M€	512	1.414	106	2.031
Impuesto a la producción (7%); Peaje de acceso; Financiación OS; Impuestos especiales [E]	M€	63	104	8	174
Previsión Compensación estipulada en despacho, 2015 [D]	M€	214	870	79	1.164
Compensación total, 2015 [F = D + E]	M€	277	974	86	1.337

Fuente: CNMC

Cabe señalar que la retribución adicional de los SENP prevista para el cierre del ejercicio 2015 (1.337 M€) es inferior a la remitida a la Secretaría de Estado de Energía el pasado 21 de enero de 2015 (1.774 M€), motivado, fundamentalmente, por los siguientes aspectos:

- 1) una reducción significativa de los costes de combustible fósiles reconocidos de acuerdo con la Resolución del 9 de febrero de 2015;
- 2) un aumento del precio de mercado peninsular (PMP) en los primeros 8 meses de 2015 y en la previsión del PMP para el cuarto trimestre de 2015 (corregido por el apuntamiento de los SENP con respecto a lo previsto en enero de 2015²³); y
- 3) una ligera reducción de la producción en unos 200 MWh.

²³ El PMP previsto para los últimos meses de 2015 es 47,70 €/MWh (cotización de futuros en OMIP el 28/09/2015), el cual ha sido corregido con los apuntamientos observados en cada sistema de acuerdo con los datos de liquidación del período comprendido entre 01/01/2014 y 31/12/2014. De esta forma el precio aplicado en cada subsistema se indica en la siguiente tabla, siendo el PMP estimado con apuntamiento para el conjunto de los SENP en el cuarto trimestre de 2015 (67,38 €/MWh).

Conceptos	Unidades	BALEARES	CANARIAS	C&M	TOTAL
Factor apuntamiento Pen. - SENP	%	1,51	1,37	1,35	1,41
PMP estimado con apuntamiento SENP (sept - dic), 2015	€/MWh	72,19	65,17	64,44	67,38

4.2 Previsión 2016

El 11 de junio de 2015 la CNMC remitió informe²⁴ al MINETUR sobre la previsión de la retribución adicional de los SENP correspondiente al año 2016. La previsión actual de la demanda, de los costes y, por ende, de la retribución adicional de los SENP difiere de los valores facilitados en junio debido a la actualización de los datos disponibles entonces y ahora. En particular, se prevé que la producción de los grupos térmicos convencionales en 2016 alcance 12,9 TWh (1 TWh menos que la previsión de junio), con un coste total previsto de 2.021 M€ (400 M€ menos que entonces) y una retribución específica de 1.338 M€ (143 M€ inferior a la previsión de junio).

**Cuadro IV.8. Previsión de la compensación de los sistemas eléctricos no peninsulares.
Año 2016**

PREVISIÓN DE LA COMPENSACIÓN SENP DE 2016					
Conceptos	Unidades	BALEARES	CANARIAS	C&M	TOTAL
Previsión producción en b.c. SENP, 2016	GWh	4.281	8.156	410	12.846
Previsión costes variables, 2016 [A]	M€	251	1.157	127	1.535
Previsión garantía de potencia, 2016 [B]	M€	193	255	37	486
Previsión coste total en despacho de SENP, 2016 [C = A + B]	M€	444	1.413	164	2.021
Impuesto a la producción (7%); Peaje de acceso; Financiación OS; Impuestos especiales	M€	58	104	12	173
Previsión Compensación estipulada en despacho, 2016 [D]	M€	139	888	138	1.165
Compensación total 2016 [C] + [D]	M€	197	991	149	1.338

Fuente: CNMC

Respecto de la actualización de la previsión de retribución adicional de los SENP se señalan los siguientes aspectos:

- 1) La producción con derecho a retribución adicional del presente informe es coherente con las previsiones de la CNMC de la demanda en b.c. y la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos para el 2016.
- 2) Los costes fijos son inferiores a los considerados en la previsión de junio, derivado de la reciente publicación del RD 738/2015.
- 3) La reducción de la producción implica una reducción de los costes variables.

²⁴ Respuesta a la solicitud de la Secretaría de Estado de Energía de memoria acreditativa para la previsión de la compensación presupuestaria de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares en el ejercicio 2016.

- 4) El precio del mercado considerado en el cálculo de la retribución adicional de los SENP (47,11 €/MWh²⁵) es inferior al previsto en junio (48,12 €/MWh).
- 5) En la previsión de la retribución adicional del presente informe se incluyen los peajes de acceso de la producción, el impuesto a la producción del 7%, los impuestos especiales y la financiación del OS (173 M€).

4.3 Retribución adicional de los SENP de los ejercicios 2012, 2013 y 2014

Adicionalmente, en respuesta a la solicitud de información de la DGPEM, en los cuadros siguientes se muestra la retribución específica de los sistemas eléctricos no peninsulares, desagregada por subsistema, correspondiente a los ejercicios 2012, 2013 y 2014, conforme a la última información disponible en la CNMC.

La retribución de los ejercicios de 2012, 2013 y 2014 se basa en las liquidaciones definitivas y los re-cálculos realizados del Operador del Sistema (OS) de acuerdo con la Resolución de 9 de febrero de 2015, de la DGPEM, por la que se fijan los precios de los combustibles de los años 2012, 2013 y 2014 distintos del gas natural a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador y los precios provisionales del primer semestre de 2015 en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. Además, la liquidación definitiva del año 2014 incluirá, de acuerdo con lo dispuesto por el punto octavo de la citada Resolución del 9 de febrero de 2015²⁶, las diferencias entre las compensaciones reconocidas y las liquidaciones realizadas con cargo a los costes del sistema eléctrico en los años 2012, 2013 y 2014 para los sujetos de liquidación con derecho a percibir compensación por su generación en SENP.

Retribución adicional de los SENP 2012

La producción total de los grupos térmicos convencionales con derecho a percibir remuneración adicional según el *RD 738/2015, de 31 de julio, por el*

²⁵ El PMP previsto para 2016 en el presente informe, 47,11 €/MWh, se corresponde con la media ponderada por la energía negociada de las cotizaciones diarias del 1 al 14 de octubre del contrato base anual de 2016.

²⁶ (...)

Octavo.

«En la siguiente liquidación del ejercicio 2014 que se efectúe una vez calculados por el operador del sistema los nuevos costes de generación indicados en el apartado anterior, y en todo caso en la liquidación de cierre del ejercicio 2014, el órgano encargado de las liquidaciones procederá a regularizar la totalidad del coste de la compensación de los sistemas no peninsulares a los sujetos del sistema de liquidaciones que corresponda en el citado ejercicio 2014, teniendo en cuenta la diferencia entre el valor de la compensación previsto en la Orden IET/107/2014 y los valores resultantes tras la aplicación de la presente resolución.»

que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, en 2012 alcanzó 13,6 TWh con un coste total en el despacho de 2.711 M€ (coste variable de 2.116 M€ y garantía de potencia de 595 M€). Asimismo, la compensación estipulada en despacho fue de 1.840 M€; considerando el peaje de acceso a la producción de 0,5 €/MWh en aplicación del RD 1544/2011, la compensación alcanzaría 1.847 M€.

Cuadro IV.9. Compensación de los sistemas eléctricos no peninsulares. Año 2012

COMPENSACIÓN SENP DE 2012					
Conceptos	Unidades	BALEARES	CANARIAS	C&M	TOTAL
Producción en b.c. SENP	GWh	4.882	8.299	427	13.607
Costes variables [A]	M€	452	1.575	89	2.116
Garantía de potencia [B]	M€	254	294	47	595
Peaje de acceso [E]	M€	2	4	0,21	7
Coste total en despacho de SENP [C = A + B]	M€	706	1.869	136	2.711
Compensación estipulada en despacho [D]	M€	383	1.347	109	1.840
Compensación total [F = D + E]	M€	386	1.351	109	1.847

Fuente: CNMC

Retribución adicional de los SENP 2013

La producción en los SENP en el ejercicio 2013 alcanzó 12,4 TWh según las liquidaciones definitivas del OS, cuyo coste total fue de un total de 2.367 M€ (coste variable de 1.771 M€ y garantía de potencia de 595 M€), de los cuales corresponden a la compensación 1.582 M€. Al contemplar además el peaje de acceso de la producción, el impuesto a la producción del 7%, la financiación del OS y los impuestos especiales, se alcanza una compensación de 1.777 M€.

Cuadro IV.10. Compensación de los sistemas eléctricos no peninsulares. Año 2013

COMPENSACIÓN SENP DE 2013					
Conceptos	Unidades	BALEARES	CANARIAS	C&M	TOTAL
Producción en b.c. SENP	GWh	4.044	7.973	404	12.421
Costes variables [A]	M€	336	1.359	76	1.771
Garantía de potencia [B]	M€	254	294	47	595
Impuesto a la producción (7%); Peaje de acceso; Financiación OS; Impuestos especiales [E]	M€	66	120	9	195
Coste total en despacho de SENP [C = A + B]	M€	590	1.653	123	2.367
Compensación estipulada en despacho [D]	M€	319	1.165	98	1.582
Compensación total [F = D + E]	M€	385	1.285	107	1.777

Fuente: CNMC

Retribución adicional de los SENP 2014

La producción en los SENP en el ejercicio 2014 alcanzó 12,2 TWh según las liquidaciones definitivas del OS, cuyo coste total fue de un total de 2.206 M€ (coste variable de 1.610 M€ y garantía de potencia de 596 M€), de los cuales corresponden a la compensación 1.465 M€. Al contemplar además el peaje de acceso de la producción, el impuesto a la producción del 7%, la financiación del OS y los impuestos especiales, se alcanza una compensación de 1.650 M€.

Cuadro IV.11. Compensación de los sistemas eléctricos no peninsulares. Año 2014

COMPENSACIÓN SENP DE 2014					
Conceptos	Unidades	BALEARES	CANARIAS	C&M	TOTAL
Producción en b.c. SENP	GWh	3.893	7.894	413	12.200
Costes variables [A]	M€	305	1.233	72	1.610
Garantía de potencia [B]	M€	258	292	47	596
Impuesto a la producción (7%); Peaje de acceso; Financiación OS; Impuestos especiales [E]	M€	65	111	8	185
Coste total en despacho de SENP [C = A + B]	M€	563	1.524	118	2.206
Compensación estipulada en despacho [D]	M€	310	1.061	95	1.465
Compensación total [F = D + E]	M€	375	1.172	103	1.650

Fuente: CNMC

5 MORATORIA NUCLEAR

En fecha 26 de octubre de 2015, el Fondo de Titulización de Activos Resultantes de la Moratoria Nuclear, ha realizado el último pago a sus inversores, amortizando el único préstamo que quedaba vivo a fecha actual (préstamo B), con el que se financió la compensación asociada a la moratoria nuclear. El último pago que recibirá el Fondo por parte de la CNMC ha sido el del 13 de octubre de 2015, no siendo necesario incluir ningún coste asociado a esta compensación para 2016, con la información disponible a fecha actual, y sin perjuicio de lo establecido en el artículo 32.4 del Real Decreto 2202/1995.

La Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015, establece en el artículo 8.2:

La cuota correspondiente a la Moratoria Nuclear será de aplicación a los consumos facturados hasta el 31 de agosto de 2015.

Los saldos de la cuenta en régimen de depósito abierta a estos efectos, una vez liquidado el Fondo de Titulización de Activos, se incorporarán como ingresos liquidables del ejercicio en curso que corresponda, y en todo caso hasta el día 19 de enero de 2020.

Por lo tanto, la cuota de la moratoria nuclear dejará de afectarse a los consumos facturados con posterioridad al 31 de agosto de 2015, sin perjuicio de las refacturaciones que puedan producirse con posterioridad y de las actuaciones derivadas de las inspecciones, que podrían originar ingresos en la cuenta de la Moratoria Nuclear, con posterioridad al 25 de septiembre de 2015 (fecha en la que las empresas ingresan la cuota sobre los consumos facturados hasta agosto), y que tendrían la consideración de ingresos liquidables del sistema del ejercicio en curso que corresponda.

En fecha 26/10/2015, se han iniciado los trámites para la liquidación del Fondo de Titulización de Activos Resultantes de la Moratoria Nuclear, por parte de la Sociedad Gestora del Fondo, TdA.

Sobre este particular, el capítulo III.4.c) del Folleto de emisión del Fondo de Titulización de Activos resultantes de la moratoria nuclear se refiere al término de la vida del Fondo y determina que, *“en la fecha de pago en la cual concluya la amortización de los pasivos del Fondo (bonos y préstamos) y siempre que hayan quedado saldadas el resto de las obligaciones del Fondo con terceros, incluidas las derivadas de la liquidación del mismo, la Sociedad Gestora, en nombre del Fondo, entregará a la CNE (actualmente CNMC) cualquier importe que pudiera existir en la cuenta de tesorería y renunciará, en su caso, al importe pendiente de compensación (IPC) correspondiente a las fracciones del derecho de compensación de titularidad del Fondo. Tanto la entrega de*

tesorería como la renuncia al IPC se harán, contablemente, con cargo a la cuenta de amortización del derecho de compensación”.

En relación con lo anterior, una vez satisfechos los gastos de liquidación del Fondo, el saldo sobrante en la cuenta de tesorería del Fondo en fecha 26/10/2015, ha sido transferido por la Sociedad Gestora a la cuenta de la Moratoria Nuclear de la CNMC, y tiene la consideración de ingreso liquidable del sistema del ejercicio en curso. El importe ha ascendido a 8.815,17 miles €, y tiene la consideración de ingreso liquidable del ejercicio 2015.

6 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 2015 y 2016 (véase Cuadro IV.12).

Cuadro IV.12. Previsión de cierre de 2015 y 2016 del importe correspondiente a la tasa de la CNMC y del segundo ciclo de combustible nuclear

Previsión de cierre 2015		Previsión 2016	
	Orden IET/2444/2014 (miles €)		Orden IET/2444/2014 (miles €)
Previsión de ingresos (1)	13.783.436		13.845.691

Concepto de coste	Orden IET/2444/2014 (miles €)	Importe cuotas (miles €)	Orden IET/107/2014 (%)	Importe cuotas (miles €)
CNMC	0,150	20.675	0,150	20.769
2ª parte de combustible nuclear	0,001	138	0,001	138

Fuente: CNMC

(1) Se incluyen ingresos de reactiva, excesos de potencia, peaje de generadores y penalización artículo 17 del Real Decreto 216/2014.

7 ANUALIDADES PARA LA FINANCIACIÓN DEL DÉFICIT

Déficit de actividades reguladas ejercicio 2005

El importe estimado de la anualidad de 2016 correspondiente al derecho de cobro por la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas del ejercicio 2005, asciende a 283.328,42 miles de euros. En el Cuadro IV.13 se detallan las hipótesis de cálculo de la anualidad correspondiente al déficit de ingresos en las liquidaciones correspondiente a 2005 que debería imputarse en el ejercicio tarifario 2016. Tanto el tipo de

interés como la anualidad, tendrá que ajustarse cuando estén disponibles las cotizaciones del Euribor de noviembre. Con los datos disponibles a fecha actual, el tipo de interés sería negativo, por primera vez en la historia de este derecho de cobro.

Cuadro IV.13. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente al déficit 2005 en 2016

DERECHOS DE COBRO DEL DEFICIT DE 2005		
IMPORTE PROVISIONAL PENDIENTE DE COBRO A 31-12-15 (miles de euros)		
IdPC a 31-12-14	1.700.208,02	:importe definitivo pendiente de cobro a 31-12-14 (Resolución de 9 de septiembre de 2015 de la DGPEYM)
Anualidad 2015	283.471,38	:anualidad prevista en 2015 Orden IET/2444/2014
i(N)2014	0,00082	:euribor medio 3M noviembre 2014, Act 365.
IPPC a 31-12-15	1.418.130,81	:importe provisional pendiente de cobro a 31-12-15.
ANUALIDAD 2016 (miles de euros)		
i(N)2015	-0,00035	:euribor medio 3M, del 1 al 15 septiembre 2015, Act 365.
p	5	:número de pagos anuales pendientes
Anualidad 2016	283.328,42	:anualidad año 2016

Fuente: CNMC y Resolución de 9 de septiembre de 2015 de la DGPEYM

Adjudicatarios de la 2ª subasta del déficit ex ante

La anualidad a imputar en 2016 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 95.451,84 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 2015 (-0,035%) más el diferencial que resultó de la subasta, 65 puntos básicos, resultando un tipo de interés del 0,615%. Tanto el tipo de interés como la anualidad, tendrá que ajustarse cuando estén disponibles las cotizaciones del Euribor de noviembre.
(Véase Cuadro IV.14).

Cuadro IV.14. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente a los adjudicatarios de la 2ª subasta de déficit ex ante en 2016

TITULIZACION DEL DEFICIT EX-ANTE DE LA SUBASTA DEL 12 DE JUNIO DE 2008		
IMPORTE PENDIENTE DE COBRO A 31-12-15 (miles de euros)		
(+) IDPC a 31-12-14	784.079,85	:importe definitivo pendiente de cobro 31-12-14 según consta en la Resolución de 9 de septiembre de 2015 de la Dirección General de Política Energética y Minas.
i(N)2014 + difer.	0,00732	:media del euribor a 3 meses de noviembre 2014, Act 365, más diferencial resultante de la subasta de 12 de junio de 2008 (65 puntos básicos)
(+) Intereses 2015	5.739,46	:intereses devengados en el año 2015 según artículos 3, 8 y concordantes de Orden ITC/694/2008 de 7de marzo y Resolución extinta CNE de 12 de junio de 2008.
(-) Anualidad 2015	95.918,88	:anualidad año 2015 según art. 10 punto 2 cap V de Orden ITC/694/2008
(=) IdPC a 31-12-15	693.900,43	:Importe pendiente de cobro a 31-12-2015

ANUALIDAD 2016 (miles de euros)		
i(N)2015 + difer.	0,00615	:media del euribor a 3 meses del 1 al 15 de septiembre de 2015, Act 365. más diferencial resultante de subasta de 12 de junio de 2008 (65 puntos básicos)
p	7,46	: número de pagos anuales pendientes
Anualidad 2016	95.451,84	

Fuente: CNMC y Resolución de 9 de septiembre de 2015 de la DGPEM

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 2015-2020, 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%.

Anualidad correspondiente a FADE

Hasta la fecha actual se han realizado, en total, 55 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), y 7 en 2015 (49ª a 55ª). Las empresas eléctricas han cedido derechos de cobro a FADE como consecuencia de todas las emisiones, excepto en las emisiones 23ª, 24ª, 46ª a 55ª, y parcialmente en las emisiones 31ª, 40ª y 45ª, que han servido para refinanciar vencimientos de bonos emitidos por FADE.

En este sentido, los importes de las emisiones de FADE realizadas en 2015 se han destinado a refinanciación. No incrementan la deuda del sistema eléctrico con FADE, y por lo tanto no generan ninguna anualidad, sino que únicamente

se incorporan los correspondientes ajustes a la misma dentro del año 2015, en función de la variación de la TIR media ponderada del Fondo.

Para calcular el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2015 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 2015, y que equivale a la TIR media ponderada de las emisiones vivas a 30 de noviembre de 2014, incluidas comisiones, más 30 puntos básicos

Cuadro IV.15. Importe pendiente de cobro a 31/12/2015 de los derechos de cobro cedidos a FADE. (Euros)

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2014 (€)	Tipo de interés (%)	Intereses (€)	Anualidad 2015 (€)	Importe pendiente de cobro a 31/12/2015 (€)
1ª	1.610.929.472,03	4,532%	73.007.323,67	188.272.133,59	1.495.664.662,12
2ª	1.619.378.503,50	4,532%	73.390.233,78	188.207.823,47	1.504.560.913,81
3ª	1.627.471.718,69	4,532%	73.757.018,29	187.977.635,40	1.513.251.101,58
4ª	824.298.992,83	4,532%	37.357.230,35	94.305.471,17	767.350.752,01
5ª	1.263.849.531,04	4,532%	57.277.660,75	141.003.067,30	1.180.124.124,48
6ª	267.310.059,29	4,532%	12.114.491,89	29.574.428,45	249.850.122,72
7ª	81.343.507,54	4,532%	3.686.487,76	8.999.615,46	76.030.379,84
8ª	103.526.847,10	4,532%	4.691.836,71	11.424.750,56	96.793.933,25
9ª	81.393.712,52	4,532%	3.688.763,05	8.970.832,10	76.111.643,47
10ª	484.625.660,66	4,532%	21.963.234,94	53.311.720,73	453.277.174,87
11ª	124.375.406,76	4,532%	5.636.693,43	13.682.038,51	116.330.061,68
12ª	213.419.030,52	4,532%	9.672.150,46	23.315.513,39	199.775.667,59
13ª	193.099.714,91	4,532%	8.751.279,08	21.095.677,26	180.755.316,73
14ª	312.786.634,44	4,532%	14.175.490,27	34.149.837,81	292.812.286,90
15ª	140.474.757,65	4,532%	6.366.316,02	15.327.370,58	131.513.703,09
16ª	137.844.965,31	4,532%	6.247.133,83	15.040.430,76	129.051.668,38
17ª	171.093.428,03	4,532%	7.753.954,16	18.668.210,71	160.179.171,48
18ª	202.235.029,30	4,532%	9.165.291,53	22.052.353,50	189.347.967,32
19ª	498.250.475,03	4,532%	22.580.711,53	54.296.991,97	466.534.194,58
20ª	113.564.320,86	4,532%	5.146.735,02	12.375.705,25	106.335.350,63
21ª	107.382.392,50	4,532%	4.866.570,03	11.687.482,15	100.561.480,38
22ª	728.342.328,00	4,532%	33.008.474,30	79.125.294,67	682.225.507,64
25ª	69.506.682,25	4,532%	3.150.042,84	7.250.286,97	65.406.438,12
26ª	100.765.730,03	4,532%	4.566.702,88	10.498.829,65	94.833.603,26
27ª	1.574.960.474,10	4,532%	71.377.208,69	163.531.711,50	1.482.805.971,28
28ª	89.706.301,93	4,532%	4.065.489,60	9.303.764,95	84.468.026,59
29ª	145.154.700,58	4,532%	6.578.411,03	15.028.787,57	136.704.324,04
30ª	151.644.378,55	4,532%	6.872.523,24	15.682.854,75	142.834.047,04
31ª Cesión	631.182.608,73	4,532%	28.605.195,83	65.128.150,65	594.659.653,91
32ª	79.770.962,12	4,532%	3.615.220,00	8.198.684,84	75.187.497,29
33ª	153.961.667,93	4,532%	6.977.542,79	15.814.958,09	145.124.252,63
34ª	61.857.665,92	4,532%	2.803.389,42	6.354.025,69	58.307.029,65
35ª	87.923.020,10	4,532%	3.984.671,27	9.021.337,30	82.886.354,07
36ª	80.365.714,97	4,532%	3.642.174,20	8.218.331,25	75.789.557,92
37ª	1.366.418.750,78	4,532%	61.926.097,79	139.654.491,70	1.288.690.356,87
38ª	68.825.908,12	4,532%	3.119.190,16	7.014.843,60	64.930.254,67
39ª	1.648.893.809,13	4,532%	74.727.867,43	167.502.221,01	1.556.119.455,55
40ª Cesión	58.154.200,96	4,532%	2.635.548,39	5.901.079,86	54.888.669,48
41ª	1.877.305.607,71	4,532%	85.079.490,14	186.338.042,49	1.776.047.055,36
42ª	249.386.793,68	4,532%	11.302.209,49	24.714.607,00	235.974.396,17
43ª	418.239.890,65	4,532%	18.954.631,84	41.448.203,33	395.746.319,16
44ª	286.871.679,18	4,532%	13.001.024,50	28.429.415,64	271.443.288,04
45ª Cesión	1.037.154.176,23	4,532%	47.003.827,27	102.460.615,08	981.697.388,42
Total FADE	21.145.047.212,15		958.293.539,65	2.270.359.627,71	19.832.981.124,09

Fuente: CNMC

Una vez obtenido el importe pendiente de cobro, se ha calculado la anualidad para 2016 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

10,07 años para la emisión 1ª y 12,85 años para la emisión 45ª), y el tipo de interés de actualización, que asciende al 4,092%, 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 2015, 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 2015, 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, después de que se hayan realizado las emisiones necesarias para hacer frente al próximo vencimiento de FADE, que tendrá lugar el 17 de diciembre de 2015.

La anualidad de FADE para 2016 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 2016.

Cuadro IV.16. Anualidades provisionales para 2016 por los derechos de cobro cedidos a FADE (Euros)

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2015 (€)	Tipo de interés (i)	Nº pagos anuales pendientes (p)	Anualidad 2016 (€)
1ª	1.495.664.662,12	4,092%	10,07	184.200.803,23
2ª	1.504.560.913,81	4,092%	10,15	184.111.210,23
3ª	1.513.251.101,58	4,092%	10,24	183.856.107,06
4ª	767.350.752,01	4,092%	10,38	92.214.458,49
5ª	1.180.124.124,48	4,092%	10,76	137.782.498,40
6ª	249.850.122,72	4,092%	10,89	28.892.212,05
7ª	76.030.379,84	4,092%	10,89	8.792.014,32
8ª	96.793.933,25	4,092%	10,93	11.160.408,91
9ª	76.111.643,47	4,092%	10,95	8.762.955,16
10ª	453.277.174,87	4,092%	10,98	52.073.562,82
11ª	116.330.061,68	4,092%	10,98	13.364.274,91
12ª	199.775.667,59	4,092%	11,09	22.769.545,01
13ª	180.755.316,73	4,092%	11,09	20.601.689,74
14ª	292.812.286,90	4,092%	11,10	33.349.572,82
15ª	131.513.703,09	4,092%	11,11	14.967.923,30
16ª	129.051.668,38	4,092%	11,11	14.687.712,60
17ª	160.179.171,48	4,092%	11,11	18.230.416,27
18ª	189.347.967,32	4,092%	11,12	21.534.812,73
19ª	466.534.194,58	4,092%	11,13	53.021.765,94
20ª	106.335.350,63	4,092%	11,13	12.085.047,86
21ª	100.561.480,38	4,092%	11,15	11.412.581,96
22ª	682.225.507,64	4,092%	11,18	77.260.069,81
25ª	65.406.438,12	4,092%	11,86	7.070.860,63
26ª	94.833.603,26	4,092%	11,88	10.238.649,71
27ª	1.482.805.971,28	4,092%	11,94	159.462.274,27
28ª	84.468.026,59	4,092%	11,96	9.071.924,70
29ª	136.704.324,04	4,092%	11,99	14.653.513,39
30ª	142.834.047,04	4,092%	12,01	15.290.711,27
31ª Cesión	594.659.653,91	4,092%	12,05	63.495.189,66
32ª	75.187.497,29	4,092%	12,12	7.992.137,80
33ª	145.124.252,63	4,092%	12,13	15.416.266,38
34ª	58.307.029,65	4,092%	12,13	6.193.842,07
35ª	82.886.354,07	4,092%	12,15	8.793.603,20
36ª	75.789.557,92	4,092%	12,21	8.010.026,72
37ª	1.288.690.356,87	4,092%	12,22	136.112.381,44
38ª	64.930.254,67	4,092%	12,27	6.836.325,62
39ª	1.556.119.455,55	4,092%	12,33	163.222.410,56
40ª Cesión	54.888.669,48	4,092%	12,35	5.750.101,92
41ª	1.776.047.055,36	4,092%	12,76	181.441.140,55
42ª	235.974.396,17	4,092%	12,79	24.063.863,80
43ª	395.746.319,16	4,092%	12,79	40.356.859,38
44ª	271.443.288,04	4,092%	12,79	27.680.860,38
45ª Cesión	981.697.388,42	4,092%	12,85	99.752.427,06
Total FADE	19.832.981.124,09			2.216.037.014,13

Fuente: CNMC

8 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 IET/2444/2014, de 31 de enero, se ha realizado la estimación de los costes derivados del derecho de cobro de pagos por capacidad para los años 2015 y 2016, suponiendo que se prorroga a 2016 la aplicación del servicio de disponibilidad en las mismas condiciones que en 2015.

Se estiman unos derechos de cobro por incentivo a la inversión e incentivo a la disponibilidad de 429.726 miles € y 418.125 miles €, para los años 2015 y 2016 respectivamente. En la estimación de los pagos por capacidad para el cierre del ejercicio 2015 se han tenido en cuenta los pagos liquidados por el operador del sistema durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de agosto de 2015.

A efectos del cobro del incentivo a la inversión, se ha tenido en cuenta la finalización de los derechos de aquellas unidades cuyo plazo de cobro expira en el periodo estudiado, para el año 2015 Tarragona Power y Campo de Gibraltar 1 y 2 y para el año 2016 Arcos 1, Arcos 2, Palos 1 y 2, Santurce 4.

Adicionalmente se han tenido en cuenta los siguientes supuestos, que conllevarían la anulación del derecho de cobro de pagos por capacidad (incentivo a la inversión y a la disponibilidad):

- Cierre de centrales en año 2015: Puertollano, Escucha
- Cierre de centrales en año 2016: Soto de Ribera 2, Compostilla 2
- Falta de conexión al sistema por problemas en la línea, durante todo el periodo de estudio, de las centrales de Campo de Gibraltar 1 y 2

Por último, se han tenido en cuenta las dos siguientes consideraciones:

- La central de Elcogás no tendrá derecho al cobro de pagos por capacidad durante el periodo de estudio, años 2015 y 2016.
- La central de Castellón 3 no tendrá derecho al cobro de incentivo por disponibilidad en 2015, pero sí en 2016.

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.

**Cuadro IV.17. Derecho de cobro de los Pagos por capacidad
estimados para los años 2015 y 2016**

Miles de €	Estimación 2015	Estimación 2016
Incentivo inversión	254.677	241.172
Pago disponibilidad	175.049	176.952
Total	429.726	418.125

Fuente: CNMC y OS

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

Cuadro V.1. N° de clientes, potencia facturada y consumo de los clientes acogidos a PVPC. Subsistema peninsular

AÑO 2014

Tarifa	N° Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	12.818.924	49.318.669	25.706.556
PVPC con DHA	676.875	3.686.034	4.157.825
PVPC con DHS	1.597	7.059	18.080
Total	13.497.396	53.011.762	29.882.461

AÑO 2015

Tarifa	N° Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	12.049.556	45.579.392	24.063.532
PVPC con DHA	629.810	3.339.670	3.890.996
PVPC con DHS	1.945	9.194	25.877
Total	12.681.311	48.928.255	27.980.405

AÑO 2016

Tarifa	N° Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	10.850.808	40.627.852	22.228.998
PVPC con DHA	554.715	2.899.406	3.466.991
PVPC con DHS	2.660	12.305	35.631
Total	11.408.183	43.539.564	25.731.620

Fuente: CNMC

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

AÑO 2014

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	340.641	1.705.367	976.358
PVPC con DHA	4.489	36.155	44.528
PVPC con DHS	27	158	109
TOTAL	345.158	1.741.680	1.020.995

AÑO 2015

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	314.531	1.494.589	906.463
PVPC con DHA	6.430	36.621	52.740
PVPC con DHS	35	189	148
TOTAL	320.995	1.531.399	959.350

AÑO 2016

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	273.828	1.300.224	867.349
PVPC con DHA	5.868	33.796	47.965
PVPC con DHS	39	217	212
TOTAL	279.736	1.334.237	915.527

Fuente: CNMC

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

AÑO 2014

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	760.625	2.920.557	1.735.250
PVPC con DHA	54	286	468
PVPC con DHS	21	110	50
TOTAL	760.700	2.920.952	1.735.767

AÑO 2015

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	701.337	2.649.238	1.133.091
PVPC con DHA	4.934	24.235	103.905
PVPC con DHS	41	202	125
TOTAL	706.312	2.673.675	1.237.121

AÑO 2016

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	629.126	2.357.838	1.418.945
PVPC con DHA	5.126	23.671	72.254
PVPC con DHS	70	354	256
TOTAL	634.322	2.381.862	1.491.454

Fuente: CNMC

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

AÑO 2014

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
TOTAL	n.d	n.d	n.d

AÑO 2015

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
TOTAL	n.d	n.d	n.d

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
TOTAL	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

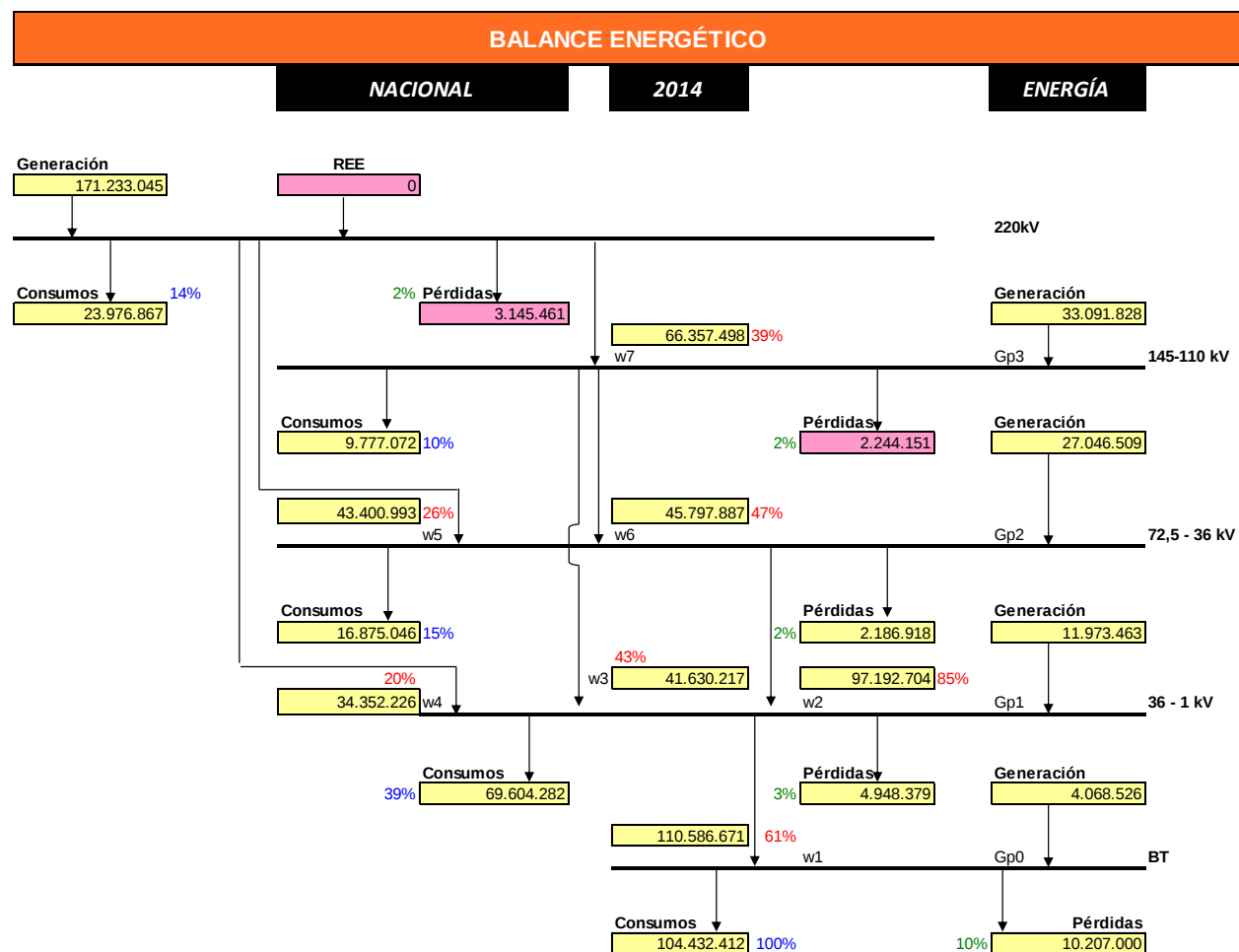
AÑO 2014			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	n.d	n.d	n.d
PVPC con DHA	n.d	n.d	n.d
PVPC con DHS	n.d	n.d	n.d
TOTAL	n.d	n.d	n.d

AÑO 2015			
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
TOTAL	n.d	n.d	n.d

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
TOTAL	n.d	n.d	n.d

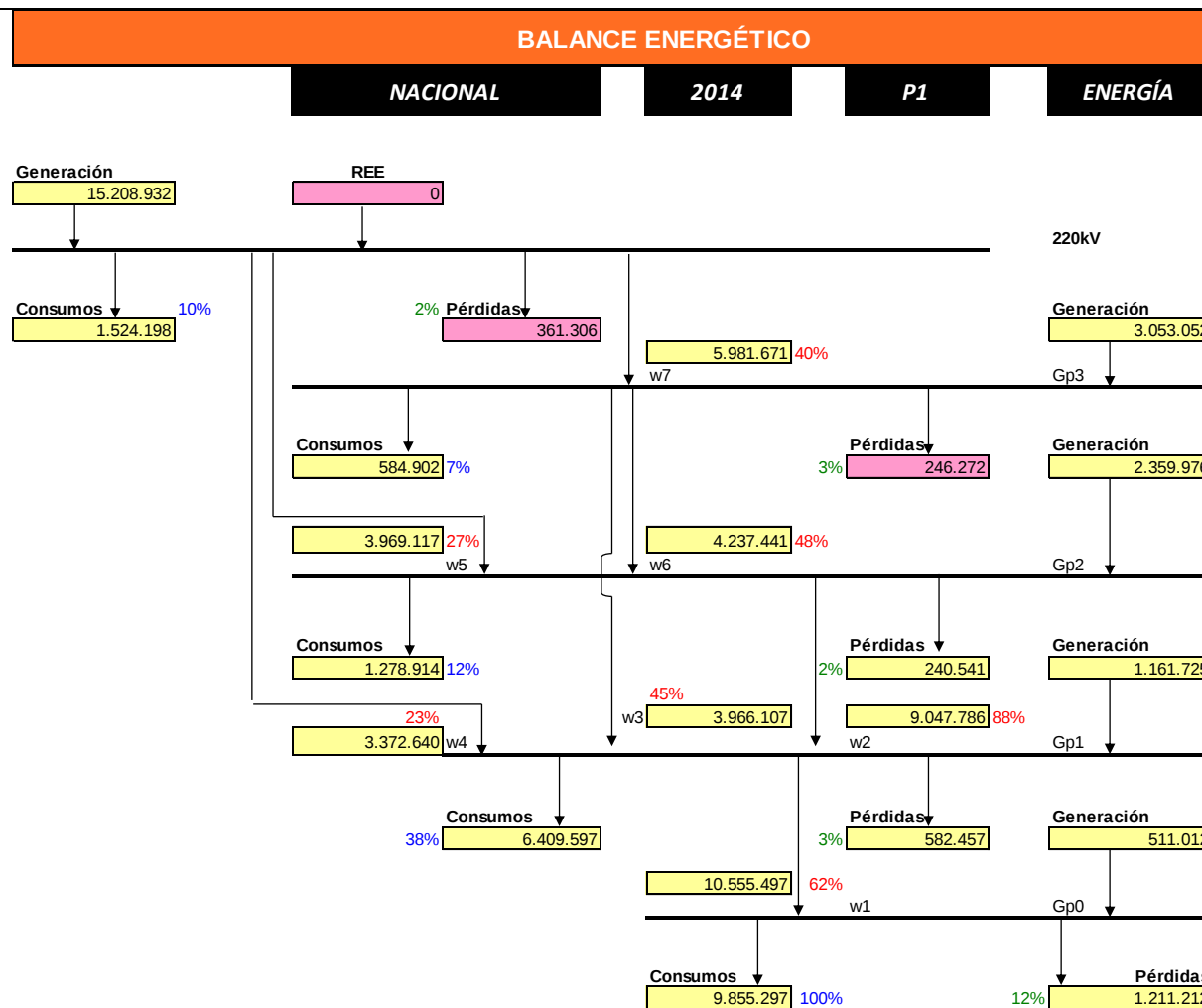
Fuente: CNMC

ANEXO VI. BALANCES DE POTENCIA Y ENERGÍA. AÑO 2014



(*) Unidades en MWh

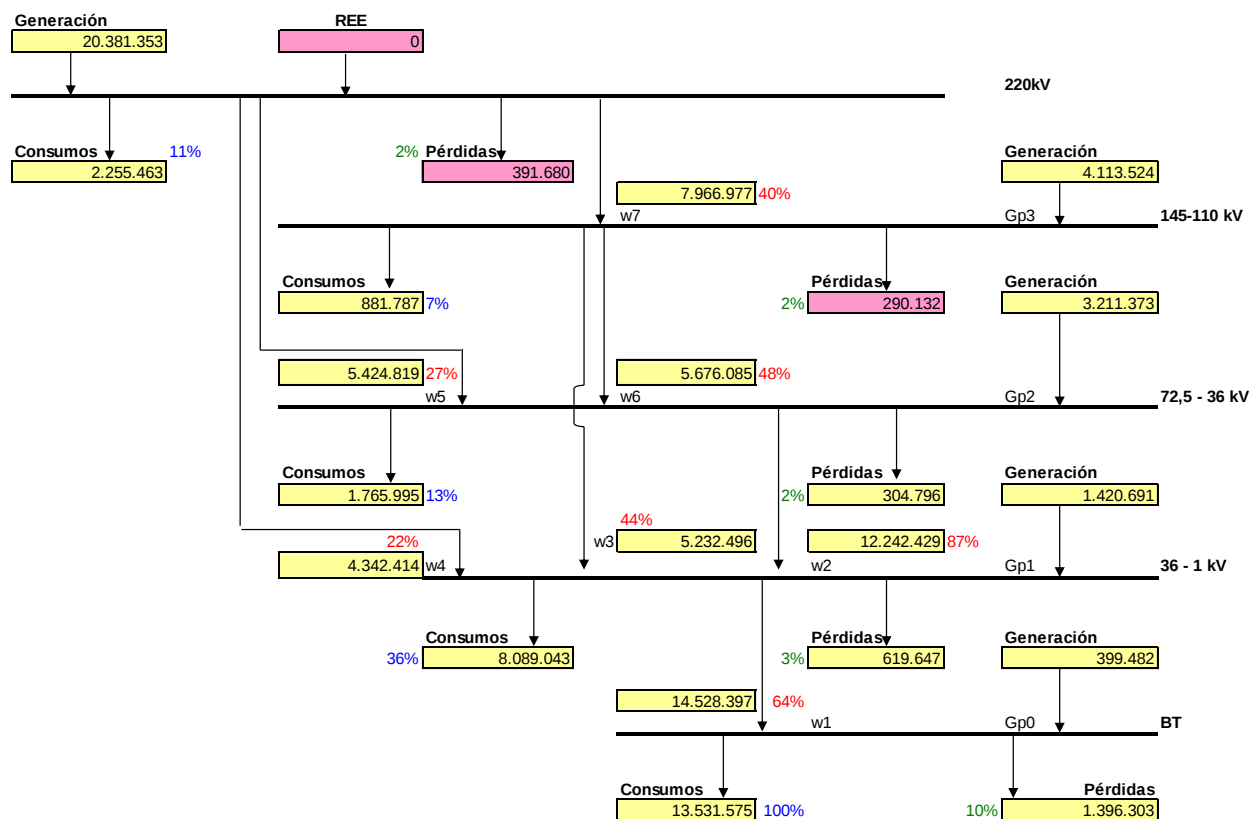
Fuentes: Empresas eléctricas



(*) Unidades en MWh

BALANCE ENERGÉTICO

NACIONAL **2014** **P2** **ENERGÍA**

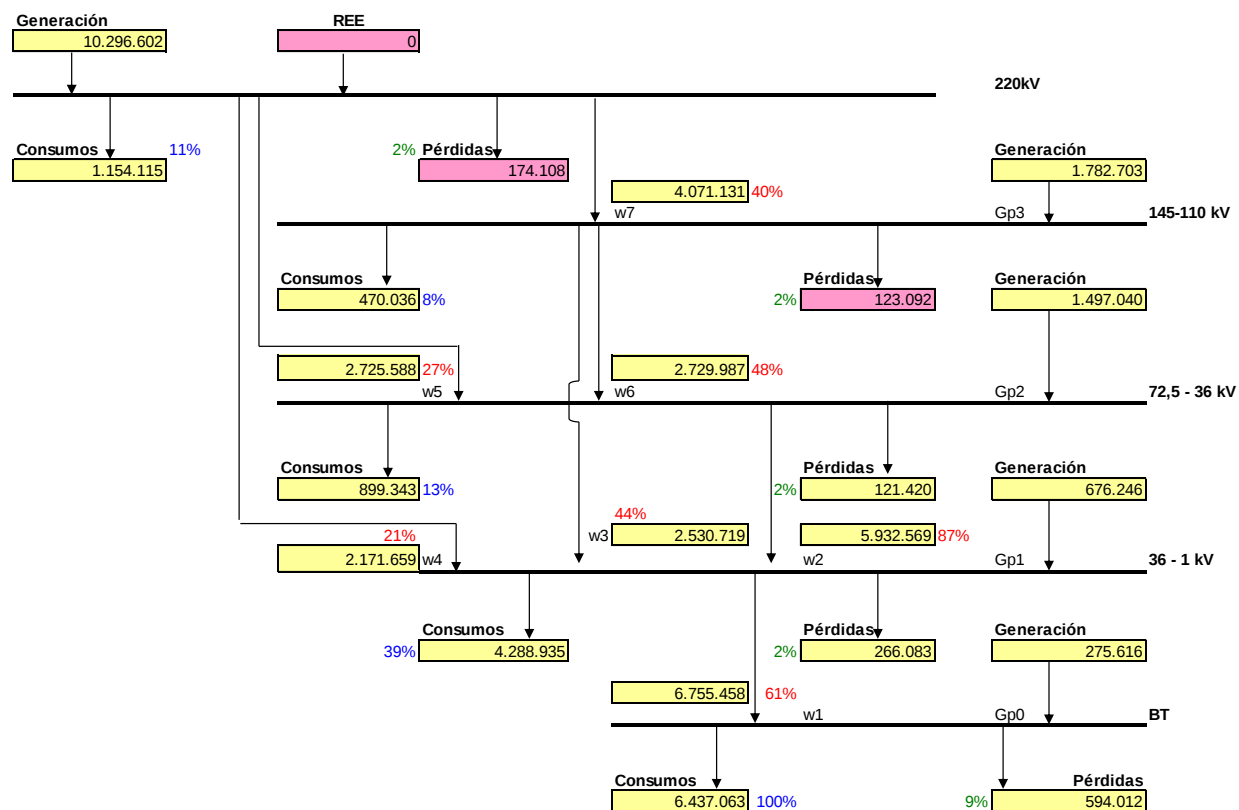


(*) Unidades en MWh

Fuentes: Empresas eléctricas

BALANCE ENERGÉTICO

NACIONAL 2014 P3 ENERGÍA



(*) Unidades en MWh

Fuentes: Empresas eléctricas

BALANCE ENERGÉTICO

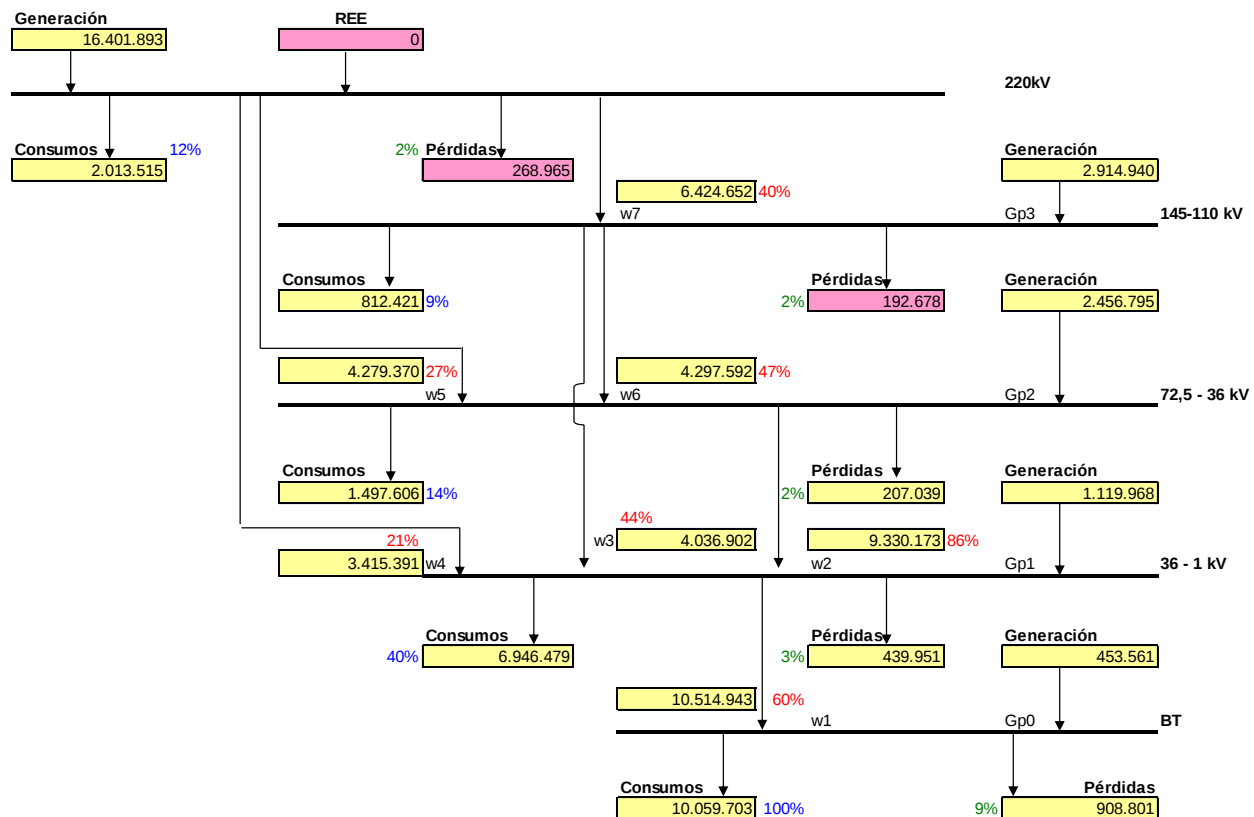
NACIONAL

2014

P4

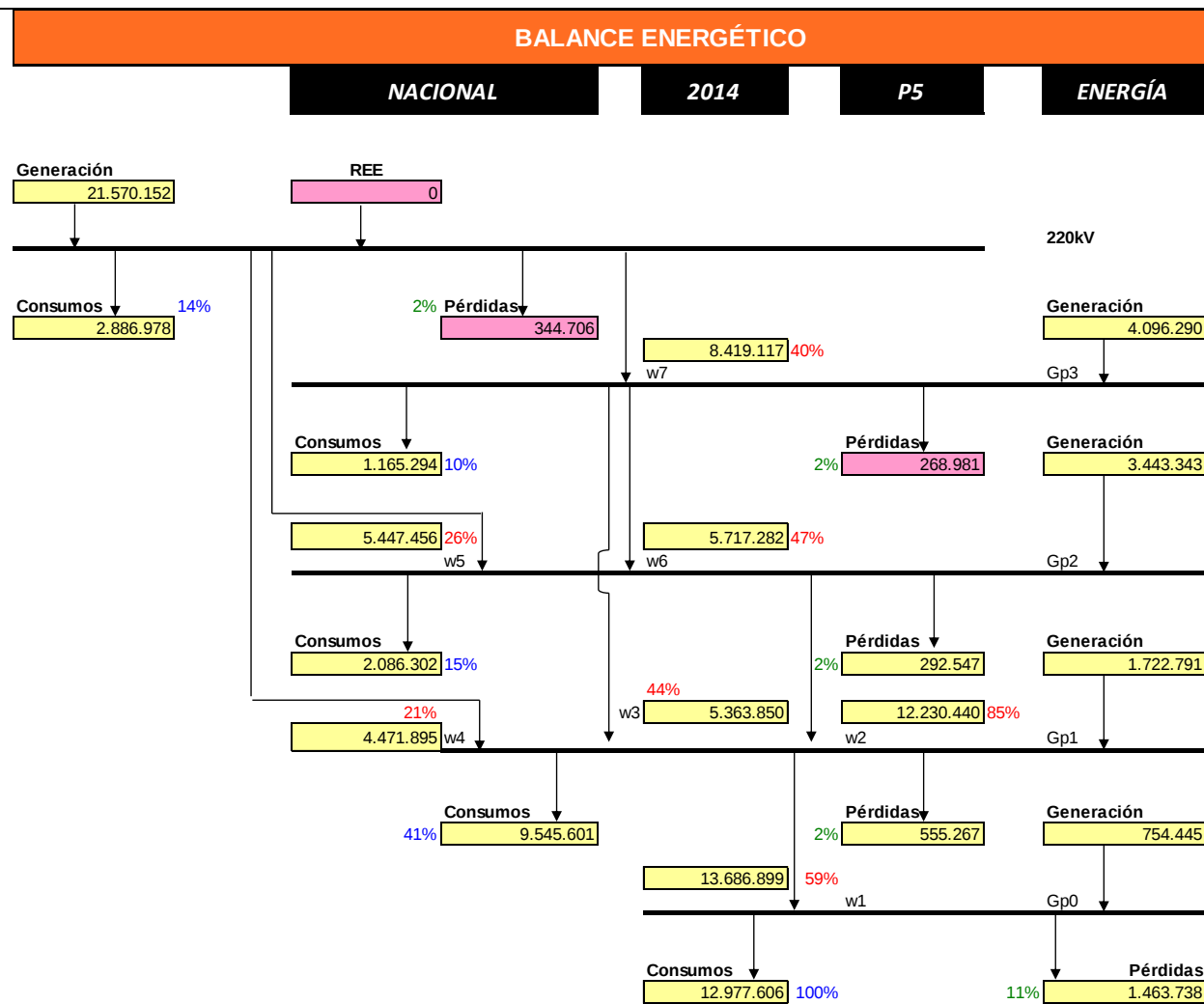
ENERGÍA

4



(*) Unidades en MWh

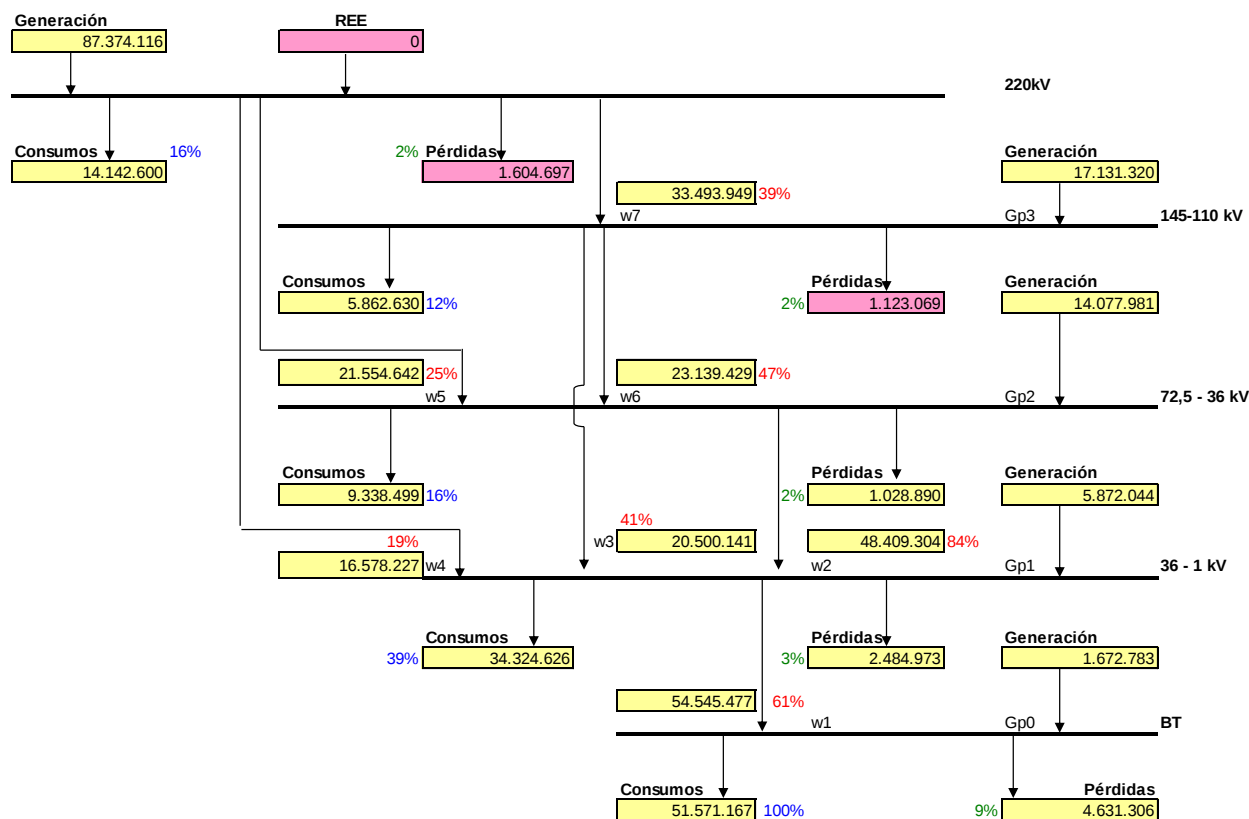
Fuentes: Empresas eléctricas



(*) Unidades en MWh

BALANCE ENERGÉTICO

NACIONAL **2014** **P6** **ENERGÍA**

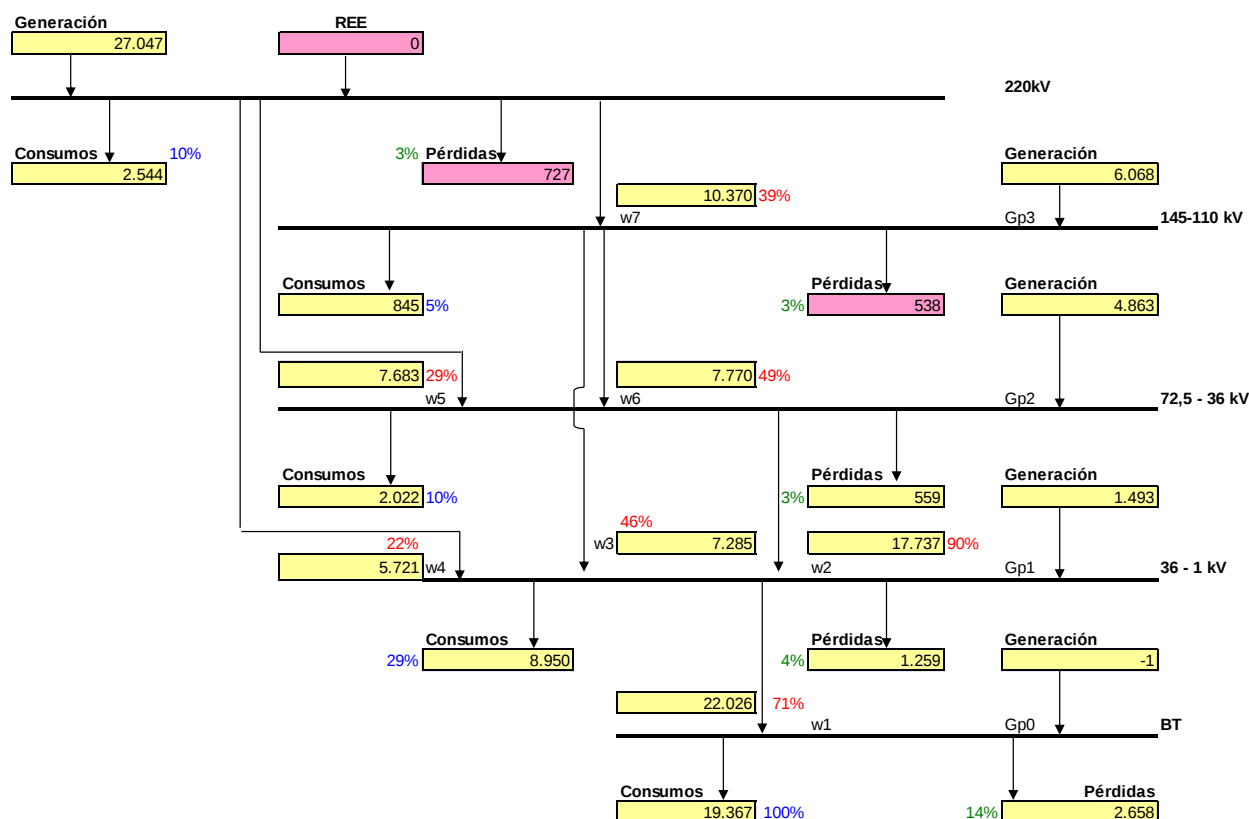


(*) Unidades en MWh

Fuentes: Empresas eléctricas

BALANCE ENERGÉTICO

NACIONAL **2014** **P1** **POTENCIA**

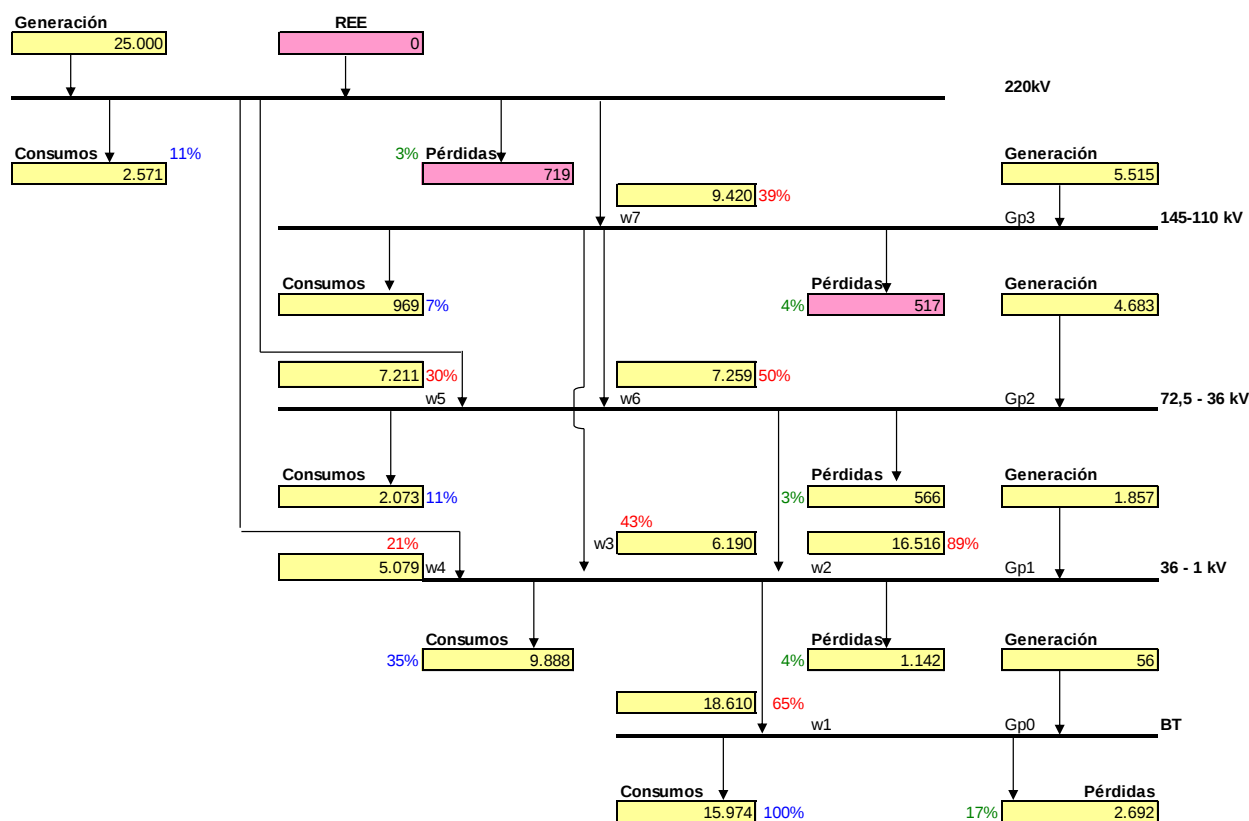


(*) Unidades en MWh

Fuentes: Empresas eléctricas

BALANCE ENERGÉTICO

NACIONAL **2014** **P2** **POTENCIA**

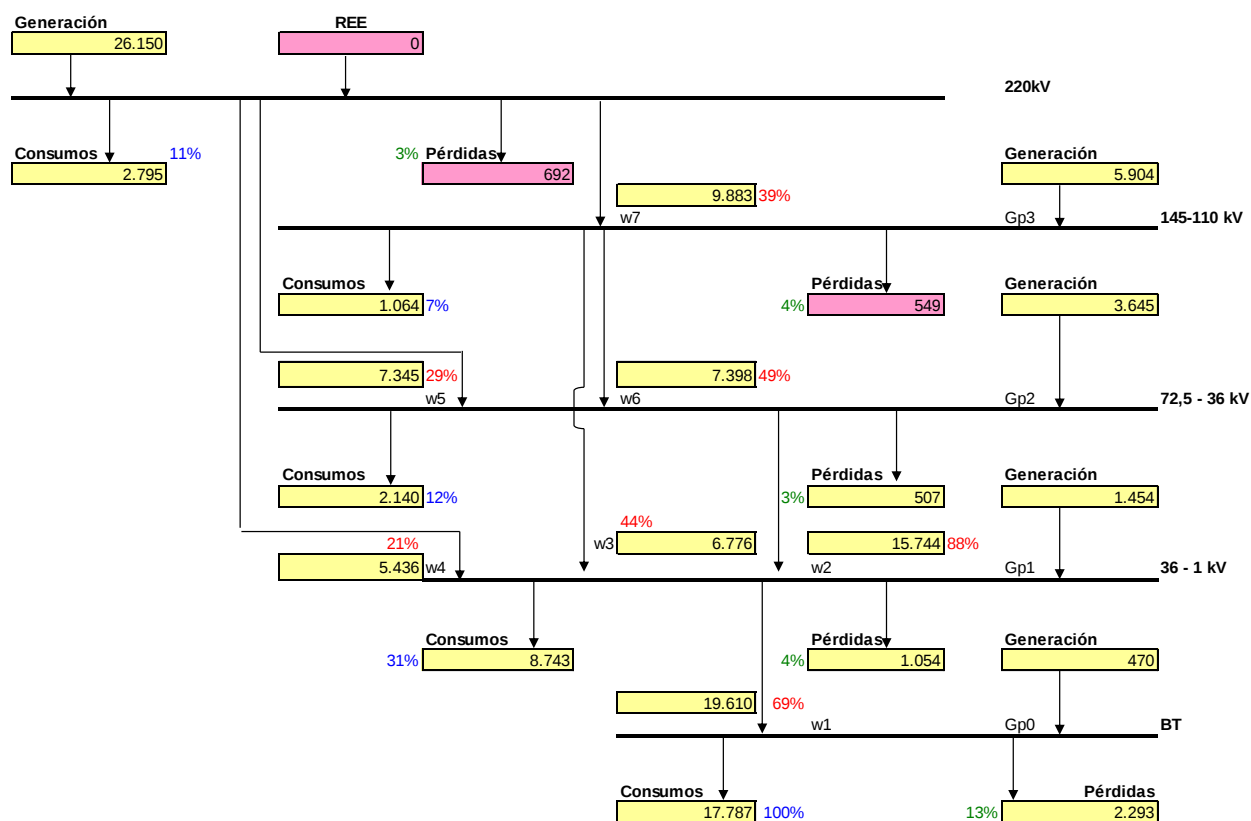


(*) Unidades en MWh

Fuentes: Empresas eléctricas

BALANCE ENERGÉTICO

NACIONAL **2014** **P3** **POTENCIA**

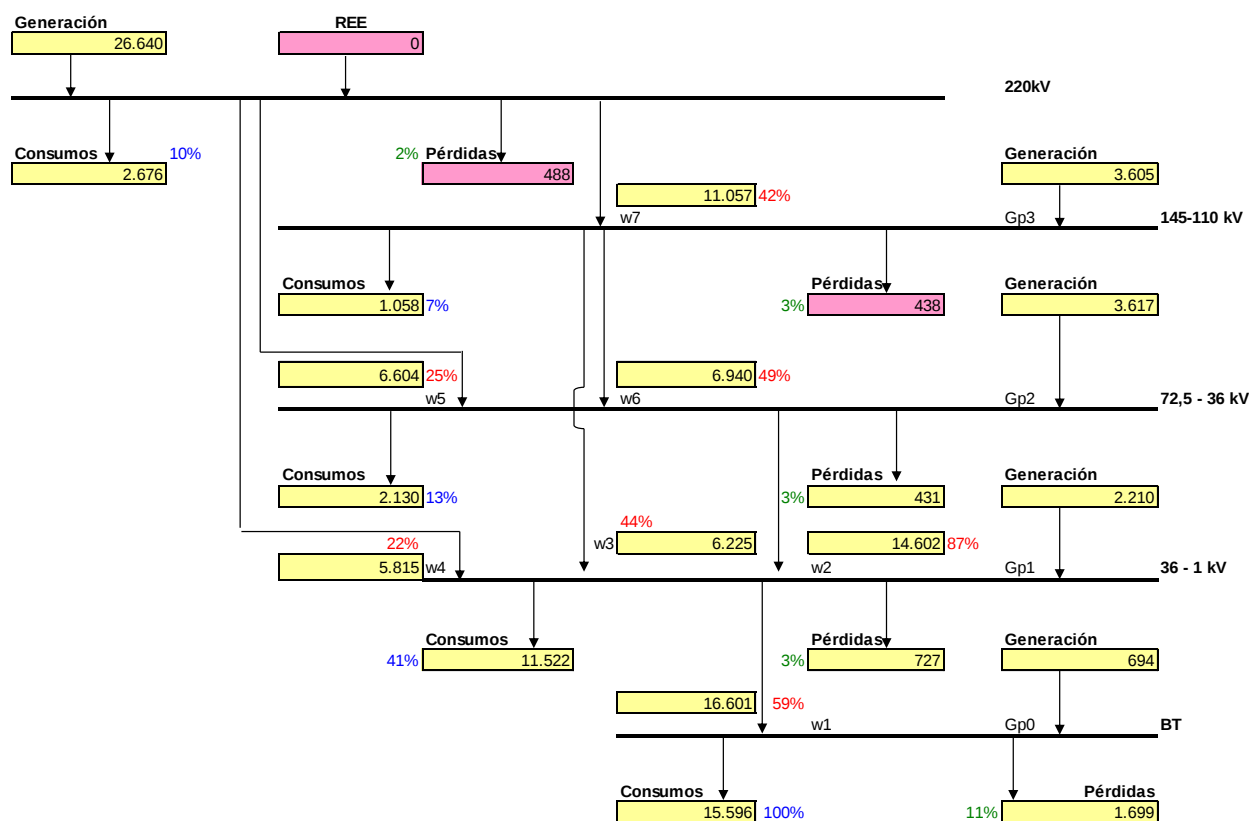


(*) Unidades en MWh

Fuentes: Empresas eléctricas

BALANCE ENERGÉTICO

NACIONAL **2014** **P4** **POTENCIA**



(*) Unidades en MWh

Fuentes: Empresas eléctricas

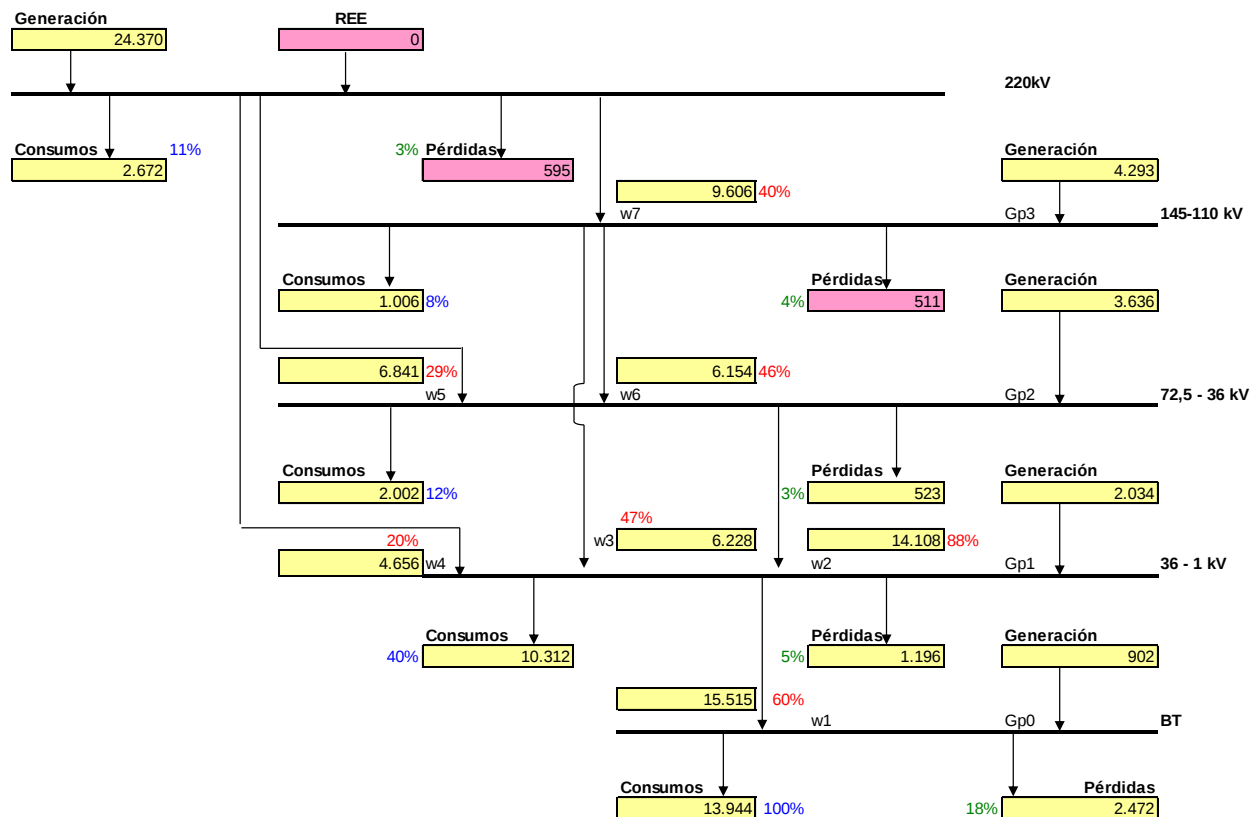
BALANCE ENERGÉTICO

NACIONAL

2014

P5

POTENCIA



(*) Unidades en MWh

Fuentes: Empresas eléctricas

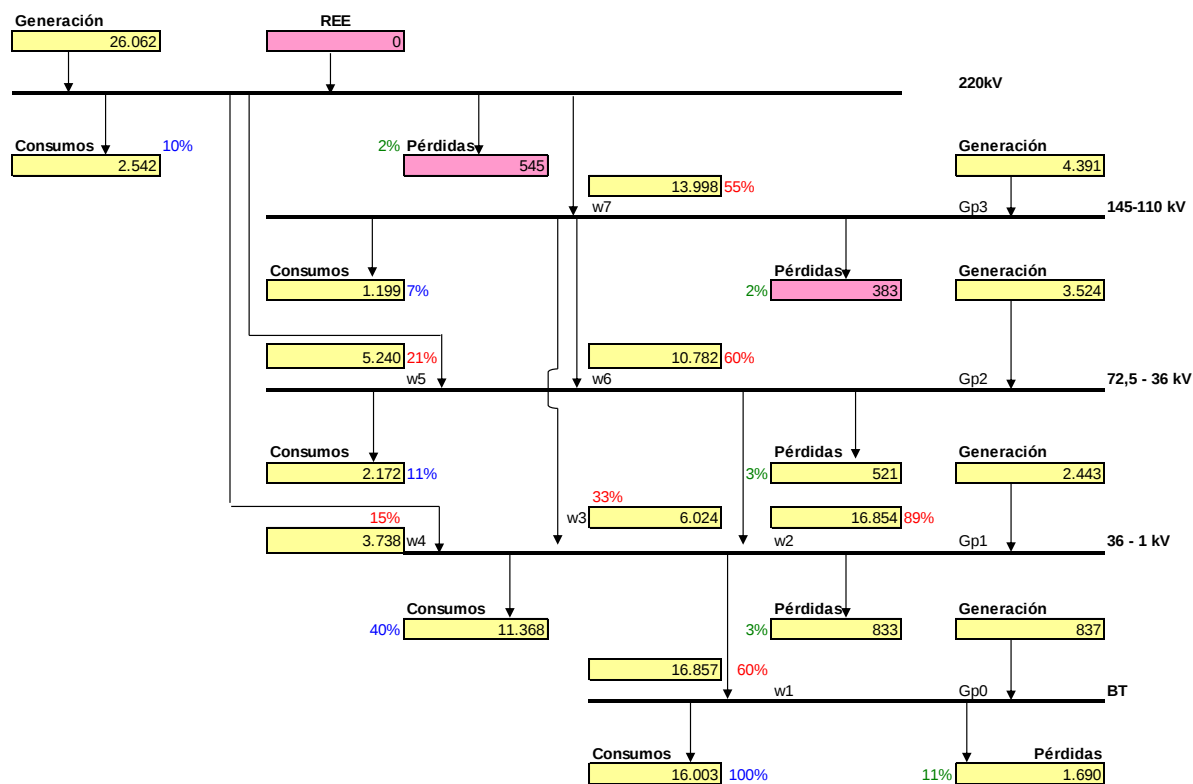
BALANCE ENERGÉTICO

NACIONAL

2014

P6

POTENCIA



(*) Unidades en MWh

Fuentes: Empresas eléctricas