

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 2017

Expediente nº: INF/DE/142/16

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a. María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D^a Clotilde de la Higuera González.

D. Diego Rodríguez Rodríguez

D^a Idoia Zenarrutzabeitia Beldarrain

Secretario de la Sala

D. Tomás Suárez-Inclán, Secretario del Consejo

En Madrid, a 25 de octubre de 2016

La Sala de Supervisión Regulatoria ha aprobado el presente informe en Respuesta a la solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2017. Este informe se aprueba en ejercicio de las competencias consultivas de la CNMC en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación de los artículos 5.2.a), 5.3 y 7, de creación de la CNMC.

1. Consideraciones previas

Como en años anteriores el Ministerio de 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 2017. Dicha solicitud de información ha sido requerida por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) el pasado 23 de septiembre con entrega el 15 de octubre de 2016.

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

En particular, la CNMC solicitó, el pasado mes de julio, al Operador de Sistema (OS) la previsión de la demanda en barras de central (b.c.) para el cierre de 2016 y 2017 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 2016 y 2017.

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 2016, si bien, a solicitud de las empresas transportistas y distribuidoras, se concedió ampliación de plazo hasta el 30 de septiembre de 2016.

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

Se señala que algunas previsiones aportadas podrán ser actualizadas con objeto de informar la propuesta de Orden por la que se actualizan los peajes de acceso para 2017.

2. Previsiones sobre las variables de facturación, ingresos y costes para el cierre de 2016 y 2017

2.1. Previsiones sobre las variables de facturación para el cierre de 2016 y 2017

En este epígrafe se presenta la previsión de demanda en barras de central y en consumo de la CNMC para el cierre de 2016 y 2017, así como otras variables de facturación relevantes, teniendo en cuenta la última información disponible.

En el Anexo I se describen las hipótesis consideradas en la previsión y se recogen las previsiones relativas al número de clientes, potencias contratadas y consumos desagregados por peajes de acceso para el cierre de 2016 y 2017, 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 2016 y 2017, se indica que la CNMC no dispone de dicha información. No obstante, en la base de datos de liquidaciones se dispone de información histórica relativa al número de clientes, potencia facturada, consumo y facturación desagregada por provincia. En el epígrafe 4.1 del presente informe se aporta dicha información correspondiente a los ejercicios 2012, 2013, 2014 y 2015.

2.1.1. Previsión de cierre 2016

En el Cuadro 1 se presenta la demanda en b.c. registrada en 2015, la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (octubre de 2015-septiembre 2016) y el escenario de demanda previsto por la CNMC para el cierre de 2016. Teniendo en cuenta la información disponible por la CNMC, se estima que la demanda en b.c. nacional alcanzará 263.536 GWh, superior en un 0,2% a la demanda en b.c. registrada en 2015 (262.931 GWh) y similar a la demanda registrada en los últimos doce meses (263.432 GWh).

La variación de la demanda en b.c. prevista para el cierre de 2016 se explica por el aumento de la demanda en b.c. en todos los subsistemas, con la excepción del subsistema balear y melillense.

Cuadro 1. Demanda en b.c. de 2015, demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses y previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para el cierre de 2016

Sistema	2015 (GWh)	Últimos doce meses (oct 2015- sep 2016)		Previsión CNMC de cierre 2016	
		GWh	% variación respecto 2015	GWh	% variación 16 respecto 15
Peninsular	248.047	248.488	0,2%	248.589	0,2%
No peninsular	14.884	14.944	0,4%	14.947	1,3%
Baleares	5.796	5.767	-0,5%	5.752	-0,8%
Canarias	8.669	8.760	1,0%	8.775	1,2%
Ceuta	205	208	1,2%	211	2,7%
Melilla	213	210	-1,8%	210	-1,8%
Total Nacional	262.931	263.432	0,2%	263.536	0,2%

Fuente: OS y CNMC

En el Cuadro 2 se resume el escenario de demanda en consumo de la CNMC, desagregado por subsistema y peaje de acceso para el cierre de 2016. Se estima que en 2016 el consumo aumentará respecto del registrado en 2015 en los subsistemas peninsular (0,2%), canario (1,2%) y ceutí (2,7%) y disminuirá en los sistemas balear (-0,8%) y melillense (-1,8%). Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista para el cierre de 2016 (236.686 GWh) supone un aumento respecto de la demanda registrada en 2015 (236.141 GWh) del 0,2%.

**Cuadro 2. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre de 2016
desagregada por subsistema y peaje de acceso**

	2015 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	101.209	3.899	4.825	130	138	110.201
2.0 A	53.443	1.905	2.687	64	75	58.174
2.0 A DHA	7.933	145	120	0	0	8.198
2.0 A DHS	29	0	0	-	-	29
2.1 A	5.275	240	333	5	9	5.862
2.1 A DHA	2.779	61	79	0	1	2.920
2.1 A DHS	8	0	0	-	-	8
3.0 A	31.743	1.548	1.605	61	52	35.009
Media tensión	68.933	1.273	3.075	56	68	73.404
3.1 A	14.699	417	719	12	17	15.864
6.1 A	49.056	856	2.355	44	51	52.362
6.1 B	5.177	-	-	-	-	5.177
Alta tensión	52.329	87	120	-	-	52.536
6.2	17.198	87	120	-	-	17.405
6.3	10.715	-	-	-	-	10.715
6.4 (1)	24.416	-	-	-	-	24.416
Total	222.470	5.259	8.020	186	206	236.141

	Previsión de cierre 2016 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	101.374	3.791	4.828	127	136	110.256
2.0 A	52.764	1.758	2.585	62	70	57.240
2.0 A DHA	8.863	191	182	0	0	9.236
2.0 A DHS	35	0	0	-	-	36
2.1 A	5.169	221	329	5	9	5.733
2.1 A DHA	2.748	66	88	0	1	2.904
2.1 A DHS	8	0	0	-	-	9
3.0 A	31.788	1.555	1.642	60	55	35.100
Media tensión	69.441	1.324	3.166	64	66	74.061
3.1 A	14.414	414	730	13	16	15.587
6.1 A	49.800	910	2.436	51	50	53.246
6.1 B	5.227	-	-	-	-	5.227
Alta tensión	52.141	103	124	-	-	52.369
6.2	17.551	103	124	-	-	17.779
6.3	10.651	-	-	-	-	10.651
6.4 (1)	23.939	-	-	-	-	23.939
Total	222.956	5.219	8.118	191	202	236.686

	% variación 2016 sobre 2015					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	0,2%	-2,8%	0,1%	-2,0%	-1,7%	0,1%
2.0 A	-1,3%	-7,7%	-3,8%	-2,0%	-6,3%	-1,6%
2.0 A DHA	11,7%	31,7%	51,3%	-2,1%	19,3%	12,7%
2.0 A DHS	22,3%	18,2%	32,2%	-	-	22,3%
2.1 A	-2,0%	-8,0%	-1,2%	-2,0%	-3,7%	-2,2%
2.1 A DHA	-1,1%	7,8%	12,2%	-1,9%	14,6%	-0,6%
2.1 A DHS	9,2%	17,5%	-5,2%	-	-	9,1%
3.0 A	0,1%	0,5%	2,3%	-2,0%	4,9%	0,3%
Media tensión	0,7%	4,1%	3,0%	13,4%	-2,2%	0,9%
3.1 A	-1,9%	-0,7%	1,4%	10,0%	-1,4%	-1,7%
6.1 A	1,5%	6,4%	3,4%	14,3%	-2,5%	1,7%
6.1 B	1,0%	-	-	-	-	1,0%
Alta tensión	-0,4%	18,2%	3,6%	-	-	-0,3%
6.2	2,1%	18,2%	3,6%	-	-	2,1%
6.3	-0,6%	-	-	-	-	-0,6%
6.4 (1)	-2,0%	-	-	-	-	-2,0%
Total	0,2%	-0,8%	1,2%	2,7%	-1,8%	0,2%

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

económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. La CNMC no dispone de información suficiente para contrastar dichas previsiones. No obstante se indica que a la fecha de elaboración de este informe se encuentran inscritas 237 instalaciones en el Registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.

Cuadro 4. Previsión de las empresas distribuidoras del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2016 de los clientes acogidos a autoconsumo

Clientes acogidos al RD 900/2015. Información relativa a los peajes de acceso														
Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (kW). Previsión 2016						Energía consumida por periodo horario (MWh). Previsión 2016						Total	
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
Baja tensión	94	2.219	1.579	1.587			18.420	4.872	2.283				25.575	
2.0 A	23	124					14.073						14.073	
2.0 A DHA	22	192					19	32					51	
2.0 A DHS	-	-					-	-					-	
2.1 A	1	12					16	-					16	
2.1 A DHA	13	231					33	59					92	
2.1 A DHS	-	-					-	-					-	
3.0 A	35	1.661	1.579	1.587			4.279	4.781	2.283				11.342	
Media tensión	120	290.230	295.075	299.961	287.212	289.407	377.414	14.762	20.036	13.335	15.933	21.578	90.500	176.144
3.1 A	59	12.489	13.402	14.474			1.704	3.472	3.613				8.790	
6.1 A	55	270.237	274.169	277.983	279.708	281.903	368.574	11.716	14.765	8.665	13.925	18.529	77.408	145.009
6.1 B	5	7.504	7.504	7.504	7.504	7.504	8.839	1.342	1.798	1.057	2.008	3.049	13.092	22.345
Alta tensión	11	92.425	93.077	93.423	93.750	93.750	96.085	16.940	4.050	14.464	3.027	6.934	24.433	69.847
6.2	9	47.416	48.077	48.414	48.750	48.750	51.085	2.583	3.398	1.780	3.001	4.573	20.086	35.421
6.3	1	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	389	652	12	26	2.361	4.347	7.786
6.4	1	9	-	9	-	-	-	13.968	-	12.672	-	-	-	26.640
Total	224	384.873	389.732	394.970	380.962	383.158	473.498	50.122	28.957	30.082	18.960	28.512	114.933	271.566

Clientes acogidos al RD 900/2015. Información relativa a los cargos														
Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (kW). Previsión 2016						Energía consumida por periodo horario (MWh). Previsión 2016						Total	
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
Baja tensión	94	1.511	1.082	1.088			3.405	8.383	351				12.139	
2.0 A	23	30					17						17	
2.0 A DHA	22	189					31	50					81	
2.0 A DHS	-	-					-	-					-	
2.1 A	1	-					8	-					8	
2.1 A DHA	13	231					38	67					105	
2.1 A DHS	-	-					-	-					-	
3.0 A	35	1.061	1.082	1.088			3.312	8.265	351				11.928	
Media tensión	120	266.655	271.448	275.795	264.991	267.183	351.637	18.056	23.398	15.269	17.158	22.458	98.525	194.864
3.1 A	59	10.813	11.708	12.480			2.256	4.493	4.731				11.480	
6.1 A	55	254.892	258.789	262.365	264.041	266.233	350.572	15.220	18.337	10.205	16.512	21.505	92.218	173.997
6.1 B	5	950	950	950	950	950	1.065	581	568	333	646	953	6.306	9.388
Alta tensión	11	450	450	450	450	450	565	1.310	1.265	553	937	2.188	11.246	17.499
6.2	9	450	450	450	450	450	565	1.116	1.048	549	928	1.401	9.073	14.114
6.3	1	-	-	-	-	-	-	195	217	4	9	787	2.173	3.385
6.4	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	224	268.616	272.980	277.332	265.441	267.633	352.202	22.772	33.046	16.173	18.095	24.645	109.771	224.502

Fuente: Empresas

2.1.2. Previsión 2017

En el Cuadro 5 se muestran la demanda en b.c. prevista por la CNMC para 2017 desagregada por subsistema. Se estima que la demanda en b.c. del sistema nacional alcanzará 265.255 GWh, un 0,7% superior a la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2016, con aumentos moderados en todos los subsistemas, con la excepción del subsistema melillense.

Cuadro 5. Previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para 2017

Sistema	Previsión CNMC de cierre 2016		Previsión CNMC 2017	
	GWh	% variación 16 respecto 15	GWh	% variación 17 sobre 16
Peninsular	248.589	0,2%	250.166	0,6%
No peninsular	14.947	1,3%	15.089	0,9%
Baleares	5.752	-0,8%	5.778	0,5%
Canarias	8.775	1,2%	8.890	1,3%
Ceuta	211	2,7%	213	0,9%
Melilla	210	-1,8%	208	-0,5%
Total Nacional	263.536	0,2%	265.255	0,7%

Fuente: CNMC

En el Cuadro 6 se muestra la previsión para 2017 de la demanda en consumo desagregada por subsistema. En 2017 se espera un incremento superior de la demanda al registrado en 2016, a pesar de que las previsiones económicas elaboradas por distintos agentes son inferiores a las previstas para el cierre de 2016. Ello es debido al consumo excepcionalmente bajo registrado el mes de enero (un 5,3% al registrado en el mismo mes de 2015 y el mínimo registrado en el periodo 2006-2016).

Cuadro 6. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para 2017 desagregada por subsistema y peaje de acceso

	Previsión de cierre 2016 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	101.374	3.791	4.828	127	136	110.256
2.0 A	52.764	1.758	2.585	62	70	57.240
2.0 A DHA	8.863	191	182	0	0	9.236
2.0 A DHS	35	0	0	-	-	36
2.1 A	5.169	221	329	5	9	5.733
2.1 A DHA	2.748	66	88	0	1	2.904
2.1 A DHS	8	0	0	-	-	9
3.0 A	31.788	1.555	1.642	60	55	35.100
Media tensión	69.441	1.324	3.166	64	66	74.061
3.1 A	14.414	414	730	13	16	15.587
6.1 A	49.800	910	2.436	51	50	53.246
6.1 B	5.227	-	-	-	-	5.227
Alta tensión	52.141	103	124	-	-	52.369
6.2	17.551	103	124	-	-	17.779
6.3	10.651	-	-	-	-	10.651
6.4 (1)	23.939	-	-	-	-	23.939
Total	222.956	5.219	8.118	191	202	236.686

	Previsión 2017 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	101.779	3.759	4.838	128	135	110.639
2.0 A	52.194	1.667	2.530	63	71	56.525
2.0 A DHA	9.847	256	204	0	0	10.307
2.0 A DHS	39	0	0	-	-	40
2.1 A	5.047	206	328	5	9	5.595
2.1 A DHA	2.699	70	98	0	1	2.868
2.1 A DHS	9	0	0	-	-	10
3.0 A	31.945	1.559	1.678	60	54	35.295
Media tensión	70.227	1.370	3.257	64	66	74.985
3.1 A	14.476	413	739	14	16	15.657
6.1 A	50.458	957	2.518	51	50	54.035
6.1 B	5.293	-	-	-	-	5.293
Alta tensión	52.365	113	129	-	-	52.607
6.2	17.732	113	129	-	-	17.974
6.3	10.662	-	-	-	-	10.662
6.4 (1)	23.971	-	-	-	-	23.971
Total	224.371	5.243	8.224	193	201	238.231

	% variación 2017 sobre 2016					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	0,4%	-0,8%	0,2%	1,0%	-0,5%	0,3%
2.0 A	-1,1%	-5,2%	-2,1%	1,0%	0,2%	-1,2%
2.0 A DHA	11,1%	34,0%	12,0%	1,4%	24,4%	11,6%
2.0 A DHS	11,6%	18,1%	6,7%	-	-	11,7%
2.1 A	-2,4%	-6,5%	-0,4%	1,0%	-0,8%	-2,4%
2.1 A DHA	-1,8%	6,7%	10,4%	1,1%	2,5%	-1,2%
2.1 A DHS	11,3%	17,4%	5,6%	-	-	11,4%
3.0 A	0,5%	0,3%	2,1%	1,0%	-1,7%	0,6%
Media tensión	1,1%	3,5%	2,9%	0,6%	-0,5%	1,2%
3.1 A	0,4%	-0,3%	1,3%	1,0%	-2,0%	0,4%
6.1 A	1,3%	5,2%	3,4%	0,4%	0,0%	1,5%
6.1 B	1,3%	-	-	-	-	1,3%
Alta tensión	0,4%	9,8%	3,6%	-	-	0,5%
6.2	1,0%	9,8%	3,6%	-	-	1,1%
6.3	0,1%	-	-	-	-	0,1%
6.4 (1)	0,1%	-	-	-	-	0,1%
Total	0,6%	0,5%	1,3%	0,9%	-0,5%	0,7%

Fuente: CNMC

(1) Incluye Trasvase Tajo-Segura

Finalmente, en el Cuadro 8 se da traslado de las previsiones de las empresas distribuidoras para 2017 de los clientes acogidos al Real Decreto 900/2015, de 9 de diciembre.

Cuadro 8. Previsión de las empresas distribuidoras del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para 2017 de los clientes acogidos a autoconsumo

Clientes acogidos al RD 900/2015. Información relativa a los peajes de acceso													
Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (kW). Previsión 2017						Energía consumida por periodo horario (MWh). Previsión 2017						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	680	11.502	6.960	6.998			48.183	13.319	29.757				91.259
2.0 A	113	672					2.852						2.852
2.0 A DHA	321	2.629					737	283					1.020
2.0 A DHS	2	10					4	2	1				7
2.1 A	10	117					78	78					155
2.1 A DHA	79	1.295					614	222					836
2.1 A DHS	1	13					5	2	2				8
3.0 A	154	6.765	6.960	6.998			43.894	12.733	29.754				86.381
Media tensión	314	369.169	374.921	382.627	354.842	357.116	482.870	36.494	50.712	25.589	42.142	58.233	696.041
3.1 A	175	25.276	26.847	29.742			22.107	4.005	8.469				34.581
6.1 A	127	326.171	330.351	335.162	337.119	339.393	395.480	28.960	37.133	22.596	36.238	49.739	570.146
6.1 B	12	17.723	17.723	17.723	17.723	17.723	21.416	65.283	3.529	5.110	2.993	5.904	8.494
6.1 C	1	17.723	17.723	17.723	17.723	17.723	21.416	65.283	3.529	5.110	2.993	5.904	8.494
Alta tensión	30	193.099	195.137	196.175	197.213	197.213	204.554	129.998	9.092	12.583	6.155	10.921	20.450
6.2	28	148.099	150.137	151.175	152.213	152.213	159.554	103.739	7.924	10.628	5.220	8.844	13.367
6.3	1	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	26.259	1.168	1.955	935	2.078	7.083
6.4	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	1.024	573.770	577.019	585.800	552.055	554.329	666.687	661.051	58.906	93.052	31.744	53.064	78.682

Clientes acogidos al RD 900/2015. Información relativa a los cargos													
Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (kW). Previsión 2017						Energía consumida por periodo horario (MWh). Previsión 2017						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	680	6.650	1.082	1.088			13.892	34.118	1.257				49.267
2.0 A	113	65					49						49
2.0 A DHA	321	2.428					373	601					974
2.0 A DHS	2	1					1	2	-				3
2.1 A	10	-					39						39
2.1 A DHA	79	1.244					212	376					588
2.1 A DHS	1	-					1	1	1				2
3.0 A	154	2.912	1.082	1.088			13.217	33.139	1.256				47.612
Media tensión	314	283.416	288.904	293.858	275.075	277.336	367.750	45.480	53.377	38.914	39.111	52.887	244.389
3.1 A	175	17.769	19.241	20.510			6.708	13.308	14.650				34.667
6.1 A	127	264.697	268.713	272.398	274.125	276.386	366.685	37.014	38.279	23.226	37.062	49.968	224.597
6.1 B	12	950	950	950	950	950	1.065	1.758	1.789	1.038	2.049	2.918	19.791
6.1 C	1	950	950	950	950	950	1.065	1.758	1.789	1.038	2.049	2.918	19.791
Alta tensión	30	6.523	6.523	6.523	6.523	6.523	8.865	8.371	9.886	5.261	8.921	13.648	71.334
6.2	28	6.523	6.523	6.523	6.523	6.523	8.865	7.787	9.235	4.950	8.295	11.287	64.814
6.3	1	-	-	-	-	-	-	584	652	312	626	2.361	6.520
6.4	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	1.024	296.589	296.509	301.469	281.598	283.859	376.615	67.744	97.381	45.432	48.032	66.534	315.723

Fuente: Empresas

2.2. Previsión de los ingresos regulados para el cierre de 2016 y 2017

A continuación se presenta la previsión de ingresos para el cierre de 2016 y 2017 para el total nacional que resulta de aplicar los peajes de la Orden IET/2735/2015 a las variables de facturación previstas para el cierre de 2016 y para 2017. En el Anexo II del presente informe se detallan los ingresos de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2016 y 2017 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 2016

Los ingresos que resultan de aplicar los peajes de acceso establecidos en la Orden IET/2735/2015 a las variables de facturación previstas por la CNMC para el cierre de 2016 ascienden a 13.333,4 M€ (véase Cuadro 9).

Cuadro 9. Previsión CNMC de ingresos de acceso para el cierre de 2016

Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación acceso a precios de la Orden IET/2735/2015 (miles €)
Baja tensión	110.256	10.012.802
<i>Pc ≤ 10 kW</i>	66.511	7.000.183
2.0 A	57.240	6.411.861
2.0 DHA	9.236	586.878
2.0 DHS	36	1.444
<i>10 < Pc ≤ 15 kW</i>	8.645	893.057
2.1 A	5.733	700.694
2.1 DHA	2.904	191.736
2.1 DHS	9	627
<i>Pc > 15 kW</i>	35.100	2.119.562
3.0 A	35.100	2.119.562
Media tensión	74.061	2.713.054
3.1 A	15.587	824.480
6.1 A	53.246	1.740.866
6.1 B	5.227	147.707
Alta tensión	52.369	607.535
6.2	17.779	265.187
6.3	10.651	134.056
6.4 (1)	23.939	208.292
Total	236.686	13.333.390

Fuente: CNMC, Orden IET/2735/2015

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Esta previsión de cierre no incluye los ingresos resultantes de la facturación por energía reactiva¹ (157,5 M€), los ingresos por excesos de potencia² (127,2 M€), los ingresos por los peajes aplicables a los generadores³ (128,7 M€), los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 (estimados en 11,8 M€, véase punto 3.3 del presente informe), los ingresos por fraude⁴ (11,4 M€), los ingresos provenientes de los peajes por exportaciones a países no comunitarios (41,9 M€)⁵, los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO (2,9 M€)⁶ y las rentas de gestión de congestión (133,1 M€)⁷.

Adicionalmente, se indica que como resultado de aplicar los términos de los cargos de la Orden IET/2735/2015 a las variables de facturación previstas por las empresas para los clientes acogidos a autoconsumo durante 2016 se obtiene una facturación por cargos de 22 M€. No se dispone de previsiones de energía vertida por los suministros acogidos al RD 900/2015, por lo que no ha sido posible estimar los ingresos por la aplicación de los peajes de generación a este colectivo.

Los ingresos totales de acceso previstos para el ejercicio 2016, resultado de considerar los conceptos anteriores, ascienden a 13.970,0 M€ (véase Cuadro 10).

¹ La facturación por energía reactiva se ha estimado como resultado de aplicar la media móvil de doce meses a julio de 2016 (1,5%) a la facturación por energía reactiva registrada en los últimos doce meses (agosto 2015-julio 2016).

² La facturación por excesos de potencia se ha estimado como resultado de aplicar la media móvil de doce meses a julio de 2016 (2,6%) a la facturación por excesos de potencia registrada en los últimos doce meses (agosto 2015-julio 2016).

³ 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 2016, teniendo en cuenta los intercambios internacionales.

⁴ Como mejor previsión de los ingresos por fraude se han tomado los ingresos registrados en el periodo comprendido entre julio de 2015 y junio de 2016.

⁵ Los ingresos por peajes de exportaciones a países no comunitarios son el resultado de la facturación real para el periodo enero-julio de 2016, según información de la base de datos de liquidaciones, y la facturación prevista para el periodo agosto-diciembre de 2016 que resulta de aplicar los precios de la Orden IET/2735/2015 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 2015.

⁶ Como mejor previsión de los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO se han tomado los ingresos registrados en el periodo comprendido entre julio de 2015 y junio de 2016, última información disponible en la base de datos de liquidaciones.

⁷ Las rentas de gestión de restricciones en conexiones internacionales para el cierre del ejercicio 2016 se han estimado aplicando la media móvil de doce meses a julio de 2016 (46%) a los ingresos registrados en los últimos doce meses (julio 2015-junio 2016).

Cuadro 10. Ingresos totales de acceso previstos para el cierre de 2016

	Ingresos de acceso (miles €)
Ingresos por peajes de consumidores	13.618.113
Facturación de peajes	13.333.390
Facturación energía reactiva	157.496
Facturación excesos de potencia	127.226
Ingresos por peajes de generadores	128.664
Ingresos por cargos al autoconsumo	22.014
Ingresos de conexiones internacionales	177.959
Ingresos por exportaciones	41.935
Ingresos acuerdo ETSO	2.921
Rentas de gestión de restricciones	133.103
Ingresos de clientes en régimen transitorio	11.854
Ingresos por fraude	11.396
Total ingresos de acceso	13.970.001

Fuente: CNMC y Orden IET/2735/2015

Por último, se estiman en 2.825,6 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 (2.519,6 M€) y del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero (306 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 11 se comparan los ingresos totales para la financiación de los costes del sistema previstos para el cierre del ejercicio 2016 según la Orden IET/2735/2015 y los previstos por la CNMC.

Se observa que los ingresos procedentes de peajes de acceso resultan un 0,3% (-45,2 M€) inferiores a los previstos en la Orden IET/2735/2015, motivado, fundamentalmente, por la reducción de los peajes de consumidores (-108,1 M€). Esta reducción en los ingresos por peajes de acceso a los consumidores se debe a una evolución de la demanda y de la potencia de los consumidores más desfavorable a la inicialmente prevista, con la excepción de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW acogidos a la discriminación horaria supervalle (2.0 A DHS).

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 2016 resultan inferiores en un 10,4% a los previstos en la Orden IET/2735/2015, debido, por

una parte, al menor precio del mercado respecto del inicialmente previsto y, por otra parte, a la evolución desfavorable del precio del CO₂.

Como resultado de lo anterior, los ingresos totales previstos para el cierre del ejercicio 2016 resultan 374,1 M€ inferiores a los previstos en la Orden IET/2735/2015.

Cuadro 11. Ingresos totales previstos en la Orden IET/2735/2015 para 2016 e ingresos previstos por la CNMC para el cierre de 2016

Ingresos de regulados (miles €)	Previsión anual Orden IET/2735/2016 [1]	Previsión cierre 2016 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos por peajes de acceso (A)	14.015.179	13.970.001	- 45.178	-0,3%
Ingresos por peajes de consumidores	13.726.205	13.618.113	- 108.092	-0,8%
Ingresos por peajes a generadores	132.346	128.664	- 3.682	-2,8%
Ingresos por cargos al autoconsumo		22.014	22.014	
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	20.628	11.854	- 8.774	-42,5%
Ingresos por fraude		11.396	11.396	
Ingresos de conexiones internacionales	136.000	177.959	41.959	30,9%
Ingresos externos a peajes (B)	3.154.510	2.825.630	- 328.880	-10,4%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.704.510	2.519.630	- 184.880	-6,8%
Ingresos subastas CO2	450.000	306.000	- 144.000	-32,0%
Total ingresos regulados (A) + (B)	17.169.689	16.795.631	- 374.058	-2,2%

Fuente: CNMC y Orden IET/2735/2015

2.2.2. Previsión 2017

En el Cuadro 12 se muestra el resultado de aplicar a las variables de facturación previstas para el ejercicio 2017 (ver Cuadro 7) los peajes de acceso establecidos en la Orden IET/2735/2015. Los ingresos previstos para 2017 ascienden a 13.305,6 M€, importe similar al previsto para el cierre del ejercicio 2016 (13.333,4 M€), motivado, por una parte, porque se espera un movimiento de los consumidores conectados en baja tensión con potencias contratadas inferior a 15 kW hacia tarifas con discriminación horaria y, por otra parte, porque el aumento de la demanda de los consumidores conectados en media y alta tensión es parcialmente compensado por la contracción de la potencia contratada.

Cuadro 12. Ingresos de acceso resultantes de facturar a las variables de facturación previstas para 2017 los peajes establecidos en la Orden IET/2735/2015

Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación acceso a precios de la Orden IET/2735/2015 (miles €)
Baja tensión	110.639	9.989.940
<i>Pc ≤ 10 kW</i>	<i>66.871</i>	<i>7.008.304</i>
2.0 A	56.525	6.331.900
2.0 DHA	10.307	674.841
2.0 DHS	40	1.563
<i>10 < Pc ≤ 15 kW</i>	<i>8.473</i>	<i>876.270</i>
2.1 A	5.595	685.985
2.1 DHA	2.868	189.616
2.1 DHS	10	668
<i>Pc > 15 kW</i>	<i>35.295</i>	<i>2.105.367</i>
3.0 A	35.295	2.105.367
Media tensión	74.985	2.707.187
3.1 A	15.657	818.808
6.1 A	54.035	1.740.268
6.1 B	5.293	148.111
Alta tensión	52.607	608.425
6.2	17.974	265.961
6.3	10.662	134.032
6.4 (1)	23.971	208.432
Total	238.231	13.305.552

Fuente: CNMC y Orden IET/2735/2015

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Dichas previsiones no incluyen los ingresos por la facturación de energía reactiva⁸ (159,8 M€), excesos de potencia⁹ (130,5 M€), peajes de acceso aplicables a la generación¹⁰ (129,5 M€), los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 (véase epígrafe 3.3 del presente informe) (11,8 M€), los ingresos por fraude¹¹ (11,4 M€), ingresos

⁸ La facturación por energía reactiva se ha estimado aplicando a la previsión de cierre del ejercicio 2016 la media móvil registrada en el periodo comprendido entre agosto 2015-julio 2016 (1,5%).

⁹ La facturación por excesos de potencia se ha estimado aplicando a la previsión de cierre del ejercicio 2016 la media móvil registrada en el periodo comprendido entre agosto 2015-julio 2016 (2,6%).

¹⁰ Los ingresos por los peajes aplicables a los generadores se estiman aplicando 0,5 €/MWh a la previsión de demanda en b.c. del 2017, teniendo en cuenta los intercambios internacionales.

¹¹ Los ingresos por fraude son el resultado de mantener los importes previstos para el cierre de 2016.

provenientes de los peajes por exportaciones a países no comunitarios¹² (42,0 M€), ingresos o costes derivados del acuerdo ESTO (2,9 M€) ni las rentas de gestión de congestión¹³ (133,1 M€).

Adicionalmente, se indica que conforme a las previsiones de las empresas distribuidoras, en 2017 aproximadamente 1.000 suministros estarían acogidos al RD 900/2015, estimándose los ingresos de la aplicación de cargos en 27,7 M€. No se dispone de previsión sobre la energía vertida por estos suministros, por lo que no se ha considerado el impacto sobre los peajes de generadores.

Los ingresos regulados previstos para el ejercicio 2017, resultado de considerar los conceptos anteriores, ascienden a 13.954,4 M€, un 0,1% inferiores a los previstos para el cierre de 2016 (Véase Cuadro 13).

Cuadro 13. Ingresos totales de acceso previstos para el cierre de 2016 y 2017.

Ingresos acceso (miles €)	Previsión cierre 2016 (A)	Previsión 2017 (B)	(B) - (A) (miles €)	%variación (B) sobre (A)
Ingresos por peajes de consumidores	13.618.113	13.595.895	- 22.218	-0,2%
Facturación de peajes	13.333.390	13.305.552	- 27.838	-0,2%
Facturación energía reactiva	157.496	159.843	2.347	1,5%
Facturación excesos de potencia	127.226	130.500	3.274	2,6%
Ingresos por peajes de generadores	128.664	129.549	884	0,7%
Ingresos por cargos al autoconsumo	22.014	27.655	5.641	25,6%
Ingresos de conexiones internacionales	177.959	178.025	66	0,0%
Ingresos por exportaciones	41.935	42.001	66	0,2%
Ingresos acuerdo ETSO	2.921	2.921	-	0,0%
Rentas de gestión de restricciones	133.103	133.103	-	0,0%
Ingresos de clientes en régimen transitorio	11.854	11.854	-	0,0%
Ingresos por fraude	11.396	11.396	-	0,0%
Total ingresos de acceso	13.970.001	13.954.375	- 21.268	-0,1%

Fuente: CNMC y Orden IET/2735/2015

Finalmente, en 2017 se estiman en 3.180,6 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 2.762,1 M€ y los ingresos procedentes de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero ascenderán a 418,5 M€.

¹² 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 (5.502 GWh), suponiendo que las potencias contratadas por periodo y la estructura de consumos por periodo horario se corresponden con las realmente registradas en la base de datos de liquidaciones en el periodo comprendido entre agosto 2015 y julio de 2016, a los precios de la Orden IET/2735/2015.

¹³ Los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO y las rentas de gestión de congestión previstas para 2017 son el resultado de mantener los importes previstos para el cierre previsto de 2016.

2.3. Previsión de costes regulados para el cierre de 2016 y 2017

A continuación se resume la previsión de costes regulados para el cierre de 2016 y 2017. 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 2016

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

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

En consecuencia, en este apartado se analiza, en primer lugar, el desajuste de ingresos de 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 14 se muestra la previsión para la Liquidación de cierre de 2015 tomando como punto de partida el resultado de la Liquidación 14/2015¹⁴. En la liquidación de cierre de 2015 se prevén incluir las siguientes partidas:

¹⁴ Para más información véase el *Informe de seguimiento de la Liquidación provisional 14/2015. Análisis de resultados y seguimiento mensual de la proyección anual de los ingresos y costes del sistema eléctrico*, disponible en https://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/Liquidaciones_Electricidad/201604_LIQUIDACION_14_2015_ELECTRICO.pdf

- Impacto de las instalaciones singulares de transporte una vez se ha establecido su retribución para los años 2013, 2014 y 2015 en la Orden IET/981/2016.
- Impacto de las Resoluciones por la que se aprueba el cálculo de los costes unitarios reales de las centrales de carbón autóctono adscritas al proceso de restricciones por garantía de suministro (RGS) recogido en el Real Decreto 134/2010 para la realización de la liquidación definitiva anual de los años 2012 y 2013 y 2014, aprobadas por la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en sus sesiones de 29 de septiembre de 2016 y 6 de octubre de 2016.
- Impacto de las liquidaciones definitivas de los Territorios No Peninsulares (TNP) correspondientes a los ejercicios 2012, 2013 y 2014.
- Impacto de la Resolución de 30 de noviembre de 2015 por la que se establece la retribución por garantía de potencia para 2014 y 2015 de la Central Hidroeléctrica de Gorona del Viento (El Hierro), perteneciente al sistema eléctrico no peninsular de Canarias.
- Costes de gestión de la demanda de ejercicios anteriores
- Impacto de los ingresos de la Ley 15/2012 correspondientes al ejercicio 2015.

Según dichas previsiones en la Liquidación de cierre de 2015 se produciría un desajuste positivo estimado en 362,6 M€.

Cuadro 14. Previsión del desajuste de ingresos y costes para la Liquidación de cierre de 2015

Resultado Liquidación 14/2015 (miles €) (A)	251.542
Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (miles €) (B)	503.563
Retribución del transporte	48.109
Liquidaciones definitivas RGS	219.078
Liquidación 2012	- 44.700
Liquidación 2013	140.550
Liquidación 2014	123.228
Costes adicionales TNP	234.618
Liquidación definitiva 2012	- 56.524
Liquidación definitiva 2013	160.404
Liquidación definitiva 2014	130.110
Gorona del Viento	627
Costes OMIE mercado intradiario europeo	1.105
Gestión de la demanda ejercicios anteriores	653
Ingresos Ley 15/2012 (miles) (C)	614.615
Desajuste Liquidación de cierre 2015 (miles €) (A) - (B) + (C)	362.594

Fuente: CNMC

Al respecto se indica que, el artículo 19.4 de la Ley 24/2013 establece que los superávit 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.

En el Cuadro 15 se comparan los costes regulados previstos para 2016, según información que acompaña a la Orden IET/2735/2015 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 3,6% (624,8 M€) inferiores a los previstos en la Orden IET/2735/2015, debido, por una parte, a que la retribución específica de las instalaciones de generación renovable (-223,8 M€), la retribución adicional de los sistemas no peninsulares (-91,7 M€) y la retribución de la actividad de transporte (-54,4 M€) han sido inferiores a las inicialmente previstas y, por otra parte, a que no se han materializado partidas de coste por valor de 250 M€ (el epígrafe de Otros pagos por capacidad y el Fondo de contingencias, estimados en 100 M€ y 150 M€, respectivamente).

Cuadro 15. Comparación de los costes regulados previstos para el cierre de 2016 y los costes previstos en la Orden IET/2735/2015

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Orden IET/2735/2015 [1]	Liquidación cierre 2016 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Coste Transporte	1.764.429	1.709.998	- 54.431	-3,1%
Coste Distribución	5.080.499	5.120.243	39.744	0,8%
Retribución renovables, cogeneración y residuos	6.726.000	6.502.206	- 223.794	-3,3%
Retribución sistemas no peninsulares	740.632	648.936	- 91.696	-12,4%
Servicio de interrumpibilidad	8.300	8.300	-	0,0%
Cuotas	21.106	20.889	- 217	-1,0%
Tasa CNMC	20.966	20.751	- 215	-1,0%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	140	138	- 2	-1,2%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.871.904	2.852.621	- 19.283	-0,7%
Imputación de pérdidas			-	
Costes de acceso (A)	17.212.870	16.863.192	- 349.678	-2,0%
Déficit (+)/ Superavit (-) Pagos por Capacidad (B)	- 218.055	- 317.954	- 99.899	45,8%
Ingresos Pagos por capacidad	730.055	740.368	10.313	1,4%
Coste Pagos por Capacidad	512.000	422.413	- 89.587	-17,5%
Incentivo a la inversión	242.000	252.572	10.572	4,4%
Incentivo a la disponibilidad	170.000	169.841	- 159	-0,1%
Otros	100.000	-	- 100.000	-100,0%
Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (C)	150.000	- 25.185	- 175.185	-116,8%
Impacto RDL 9/2013 sobre RE		- 25.185	- 25.185	
Fondo de contingencias	150.000		- 150.000	-100,0%
Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)	17.144.815	16.520.052	- 624.762	-3,6%

Fuentes: CNMC, Orden IET/2735/2015 y escandallo que le acompaña.

A continuación se describen brevemente las principales diferencias entre los costes previstos para el cierre del ejercicio y los de la Orden IET/2735/2015.

- *Retribución del transporte*

El pasado 17 de junio fue publicada en el BOE la Orden IET/981/2016, de 15 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2016, al amparo de lo previsto en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre.

La Orden IET/981/2016 fija la retribución de la actividad del transporte en 1.709.997 miles de €, cifra 54.431 miles de € inferior a la prevista en el escandallo que acompaña a la Orden IET/2735/2015 (1.742.980 miles de €).

- *Retribución de la distribución*

El pasado 17 de junio fue publicada en el BOE la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de

distribución de energía eléctrica para el año 2016, al amparo de lo previsto en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre.

La Orden IET/980/2016 fija la retribución de la actividad de distribución en 5.162.708 miles de €, cifra que supera en 82.209 miles de € a la prevista en el escandallo que acompaña a la Orden IET/2735/2015 (5.080.499 miles de €).

Adicionalmente, en la previsión de cierre para el ejercicio 2016 se ha tenido en cuenta el impacto de la Disposición transitoria segunda del Real Decreto 1048/2016 (estimado en 9.760,8 miles €) relativa a la adaptación al nuevo modelo para empresas con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes de las empresas de las que se dispone de la correspondiente Resolución.

Finalmente, en la previsión de cierre se ha incluido el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica correspondiente al año 2016 (estimado en -51.959,4 miles €), una vez se ha remitido al Ministerio la propuesta que la CNMC debe elaborar conforme establece el artículo 33 del Real Decreto 1048/2016¹⁵.

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

Se estima en 6.502 M€ la retribución de la producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos para el cierre del ejercicio 2016, cifra 223,8 M€ inferior a la prevista en la Orden IET/2735/2015.

Por su parte, se estiman en 25,2 M€ el impacto de las reliquidaciones de la DT8^a del RD 413/2014 en el ejercicio 2016, impacto no considerado en la Orden IET/2735/2015.

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

Se estima que la retribución adicional de los SENP correspondiente al ejercicio 2015 alcanzará 1.298 M€, de cuyo importe el 50% (648,9 M€) será financiada con cargo a los peajes de acceso, según establece la Disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013. La retribución de los SENP resulta 91,7 M€ inferior a la prevista en la Orden IET/2735/2015 motivado, fundamentalmente, por reducción de los costes de combustible fósiles tras la publicación de la Resolución de 9 de febrero de 2015.

¹⁵ Informe disponible en https://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Resoluciones/2016/Septiembre/160915_IN F-DE-090-16%20Incentivo%20p%C3%A9rdidas%202016_.pdf

- *Anualidades para la financiación del déficit*

Desde la publicación de la Orden IET/2735/2015 hasta el 6 de octubre de 2016 se han registrado nuevas emisiones de FADE (emisiones 56ª a 67ª). La anualidad correspondiente a FADE tras dichas emisiones asciende a 2.196.753.922,79 € cifra inferior en 19,3 M€ a la incluida en la Orden IET/2735/2015 (2.216.037.014 €)

- *Saldo de los pagos por capacidad*

Según la última información disponible por la CNMC, el superávit de los pagos por capacidad asciende a 318,0 M€, cifra que supera en 99,9 M€, a la prevista en Orden IET/2735/2015, según la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden.

Al respecto se indica que, en 2016 no se ha realizado el desarrollo reglamentario de los mecanismos de capacidad a que se refiere el artículo 14 de la Ley 24/2013, cuyo impacto se estimó en 100 M€ en la Orden IET/2735/2015, según la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden.

2.3.2. Previsión 2017

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

Desajuste 2016

En el Cuadro 16 se comparan los costes de acceso e ingresos previstos para el 2016 según la Orden IET/2735/2015 y los previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio. Según dicho escenario de previsión en 2016 se produciría un desajuste positivo estimado en 275,6 M€, por lo que no tendría impacto sobre el ejercicio 2017.

Cuadro 16. Previsión del desajuste temporal de ingresos y costes para el cierre de 2016 de la Orden IET/2735/2015 y de la CNMC

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Orden IET/2735/2015 [1]	Liquidación cierre 2016 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos regulados (A)	14.015.179	13.970.001	- 45.178	-0,3%
Ingresos por peajes de consumidores	13.726.205	13.618.113	- 108.092	-0,8%
Ingresos por peajes a generadores	132.346	128.664	- 3.682	-2,8%
Ingresos por cargos al autoconsumo		22.014	22.014	
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	20.628	11.854	- 8.774	-42,5%
Ingresos por fraude		11.396	11.396	
Ingresos de conexiones internacionales	136.000	177.959	41.959	30,9%
Ingresos externos a peajes (B)	3.154.510	2.825.630	- 328.880	-10,4%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.704.510	2.519.630	- 184.880	-6,8%
Ingresos subastas CO2	450.000	306.000	- 144.000	-32,0%
Total ingresos regulados (C) = (A) + (B)	17.169.689	16.795.631	- 374.058	-2,2%
Costes regulados (D)	17.144.815	16.520.052	- 624.762	-3,6%
Costes de acceso	17.212.870	16.863.192	- 349.678	-2,0%
Saldo de pagos por capacidad	- 218.055	- 317.954	- 99.899	45,8%
Otros costes regulados	150.000	- 25.185	- 175.185	-116,8%
Desajuste de actividades reguladas (C) - (D)	24.874	275.579	250.704	1007,9%

Fuentes: CNMC, Orden IET/2735/2015 y Memoria que acompañó a la propuestas de Orden.

En el Cuadro 17 se comparan los costes de acceso previstos para el cierre de 2016 y 2017, teniendo en cuenta la última información disponible por la CNMC. En el Anexo IV del informe se detallan las hipótesis de cálculo.

Los costes regulados previstos para 2017 ascienden a 17.093 M€, un 3,5% superiores a los previstos para el cierre del ejercicio 2016, debido al aumento esperado en la retribución específica de las instalaciones de producción renovables, cogeneración y residuos, motivado por la revisión de precio del mercado implícito en la retribución para el segundo semiperiodo regulatorio.

Cuadro 17. Comparación de los costes de acceso previstos para el cierre de 2016 y 2017

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Previsión cierre 2016 [1]	Previsión 2017 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Coste Transporte	1.709.998	1.732.481	22.483	1,3%
Coste Distribución	5.120.243	5.157.590	37.347	0,7%
Retribución renovables, cogeneración y residuos	6.502.206	7.090.771	588.566	9,1%
Retribución sistemas no peninsulares	648.936	577.184	- 71.752	-11,1%
Servicio de interrumpibilidad	8.300	8.300	-	0,0%
Cuotas	20.889	20.866	- 23	-0,1%
Tasa CNMC	20.751	20.728	- 23	-0,1%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	138	138	-	0,0%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.852.621	2.838.475	- 14.146	-0,5%
Desajuste de ejercicios anteriores	-	-	-	-
Imputación de pérdidas	-	-	-	-
Costes de acceso (A)	16.863.192	17.425.667	562.475	3,3%
Déficit (+)/ Superavit (-) Pagos por Capacidad (B)	- 317.954	- 329.006	- 11.051	3,5%
Ingresos Pagos por capacidad	740.368	741.332	965	0,1%
Coste Pagos por Capacidad	422.413	412.327	- 10.087	-2,4%
Incentivo a la inversión	252.572	228.802	- 23.770	-9,4%
Incentivo a la disponibilidad	169.841	183.524	13.683	8,1%
Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (C)	- 25.185	- 3.516	21.669	-86,0%
Impacto RDL 9/2013 sobre RE	- 25.185	- 3.516	21.669	-86,0%
Fondo de contingencias	-	-	-	-
Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)	16.520.052	17.093.145	573.093	3,5%

Fuentes: CNMC, Orden IET/2735/2015 y Memoria que acompañó a la propuesta de Orden.

3. Suministro de último recurso

3.1. Información relativa a los consumidores acogidos a PVPC

En el Cuadro 18 se muestra el número de clientes, la potencia facturada y el consumo, de los consumidores acogidos a PVPC (precio voluntario de pequeño consumidor) correspondientes a los años 2015, 2016 y 2017.

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 2016 y 2017 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 2016 y 2017 se analiza la evolución del porcentaje del número de clientes, potencia contratada y consumo registrados en el periodo comprendido entre enero y julio de 2016 respecto del total de consumidores con derecho a PVPC, y se extrapola la tendencia registrada a la segunda parte del año 2016 y a 2017, todo ello desagregado por subsistema

peninsular, balear y canario. Posteriormente, se aplican los porcentajes obtenidos a la previsión de demanda para el cierre del ejercicio 2016 y de 2017 de cada subsistema.

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

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

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

AÑO 2015			
Tarifa	Nº Clientes (Promedio anual)	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	13.041.011	50.102.228	26.677.407
PVPC con DHA	669.642	3.642.073	4.121.910
PVPC con DHS	1.800	9.909	22.792
TOTAL	13.712.453	53.754.210	30.822.109

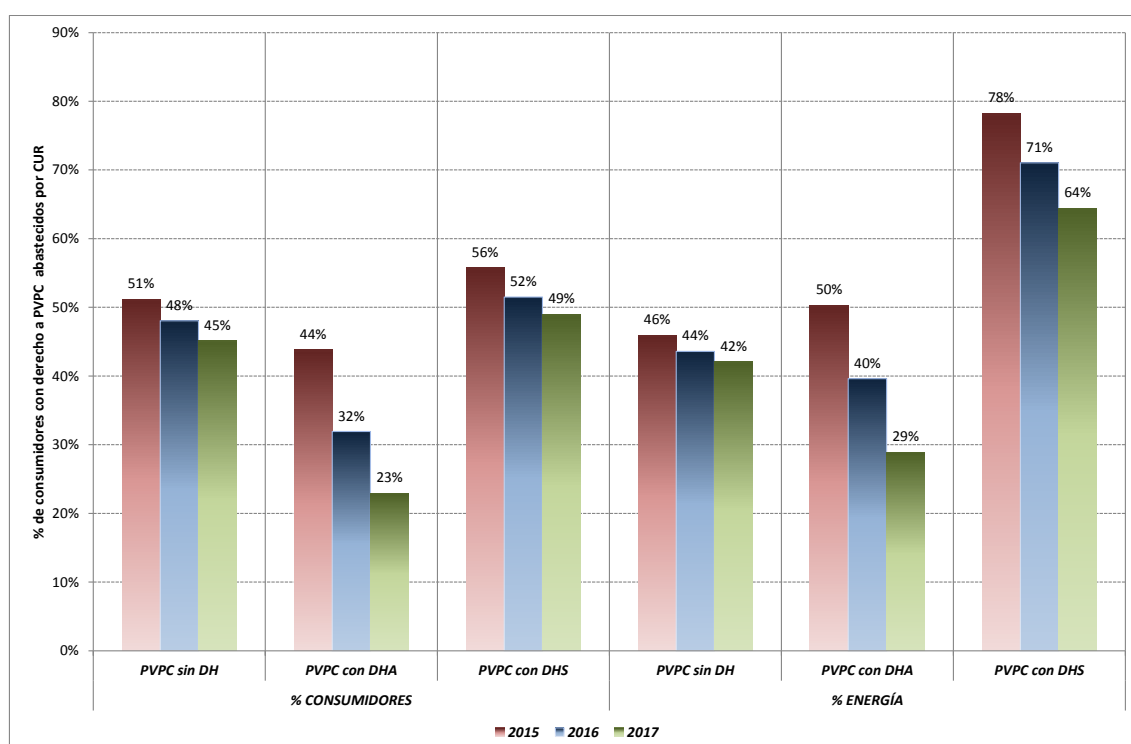
AÑO 2016			
Tarifa	Nº Clientes (Promedio anual)	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	12.113.555	45.655.025	24.501.321
PVPC con DHA	606.900	3.214.781	3.655.649
PVPC con DHS	1.950	9.879	25.365
TOTAL	12.722.406	48.879.686	28.182.335

AÑO 2017			
Tarifa	Nº Clientes (Promedio anual)	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	11.272.315	42.295.348	23.747.616
PVPC con DHA	544.192	2.778.429	2.981.670
PVPC con DHS	2.124	10.814	25.646
TOTAL	11.818.631	45.084.590	26.754.932

Fuente: Base de datos de liquidaciones y CNMC

Según dichos supuestos, se estima que en 2017, el 43,2% de los consumidores con potencia contratada inferior a 10 kW serán suministrados por un CUR, representando su consumo el 40,1% de la energía de consumida por dicho grupo de consumidores. En el Gráfico 1 se muestra la evolución del número de clientes y consumo respecto del total de consumidores con potencia contratada inferior a 10 kW desagregado por PVPC.

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



Fuente: Base de datos de liquidaciones y CNMC

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

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

La CNMC solicitó, el pasado mes de 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 2017. 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 2015 y en el periodo comprendido entre enero y junio de 2016, 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 por las empresas, tanto en el número de consumidores como en el volumen de consumo. A efectos de la previsión para el cierre del ejercicio 2016 y 2017, los datos atípicos han sido sustituidos 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 19. Nº de clientes, consumo y facturación de los consumidores a los que se aplica bono social

Periodo	Consumidores acogidos la TUR		Facturaciones (Miles de €)			Precio Medio (c€/kWh)	
	Nº Consumidores (1)	Energía (MWh)	TUR	PVPC	Diferencia	TUR	PVPC
2015	2.455.567	4.127.595	555.046	739.779	184.733	13,45	17,92
Enero - Junio 2016	2.438.517	2.099.463	237.209	316.169	78.960	11,30	15,06
Julio 2015 - Junio 2016	2.441.901	4.193.185	522.180	695.993	173.813	12,45	16,60

Fuente: CNMC

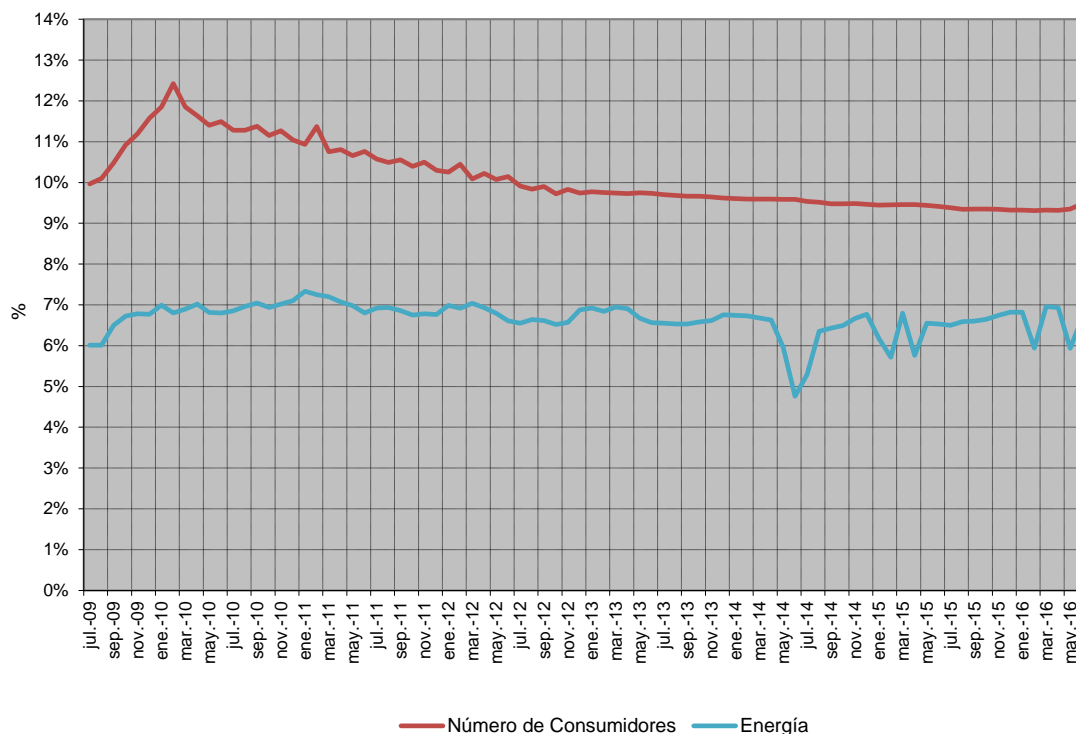
Nota: (1) Número de consumidores promedio del periodo considerado

Se observa que, en 2015 el número de consumidores promedio acogido al bono social fue de 2.455.567, con una energía asociada de 4.127 GWh y un facturación de 555 M€. Entre enero y junio de 2016 el número de consumidores a los que se aplicó bono social ascendió a 2.438.517 un 0,7% inferior al registrado en 2015.

En julio de 2009, tras la introducción del bono social, al 10,0% de los consumidores y al 6,0% de la energía consumida de los consumidores con derecho a suministro de último recurso (SUR) se les aplicaba el bono social. El número de consumidores y la energía asociada experimentaron 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 febrero de 2016. En junio de 2016, si bien el número de consumidores se encontraba en niveles inferiores (9,5%) a los registrados en el momento de su introducción, su consumo representó el 6,7% de la energía consumida por los consumidores con derecho a PVPC, tal y como se detalla en el Gráfico 2¹⁸.

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.

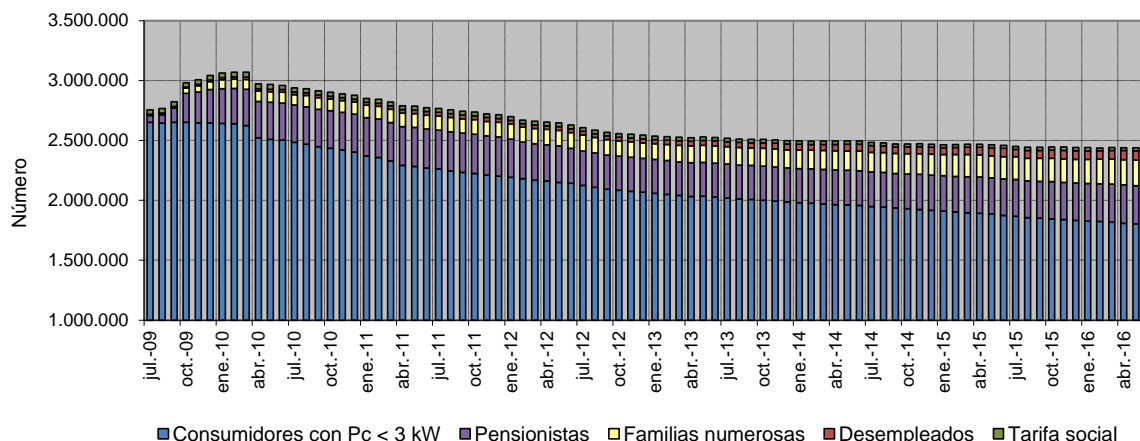
Gráfico 2. Porcentaje de consumidores con derecho a PVPC a los que se aplica bono social



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 32% de los consumidores con potencia contratada en su primera vivienda inferior a 3 kW y por la reducción del 39% de la tarifa social, parcialmente compensado por un aumento del 52% del resto de colectivos de consumidores, principalmente desempleados y familias numerosas (véase Gráfico 3).

Gráfico 3. 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 2016 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 2016 se ha estimado aplicando, por colectivo de consumidores, a la última información disponible (esto es, número de clientes con bono social en junio de 2016) la tasa de variación mensual promedio de los últimos doce meses (julio 2015–junio 2016). La energía consumida mensual para este mismo periodo (julio-diciembre 2016) 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 2017 se ha estimado el número de clientes mensual aplicando, por colectivo de beneficiarios, la tasa de variación registrada en los últimos doce meses (julio 2015-junio 2016), con la excepción del colectivo de desempleados para los que se mantienen las cifras de cierre de 2016, motivado por la previsión de mejora de la economía para el ejercicio 2017. 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 20 se muestra la previsión del número de consumidores y consumo de los suministros a los que se aplica el bono social para 2015, 2016 y 2017, resultado de las anteriores consideraciones.

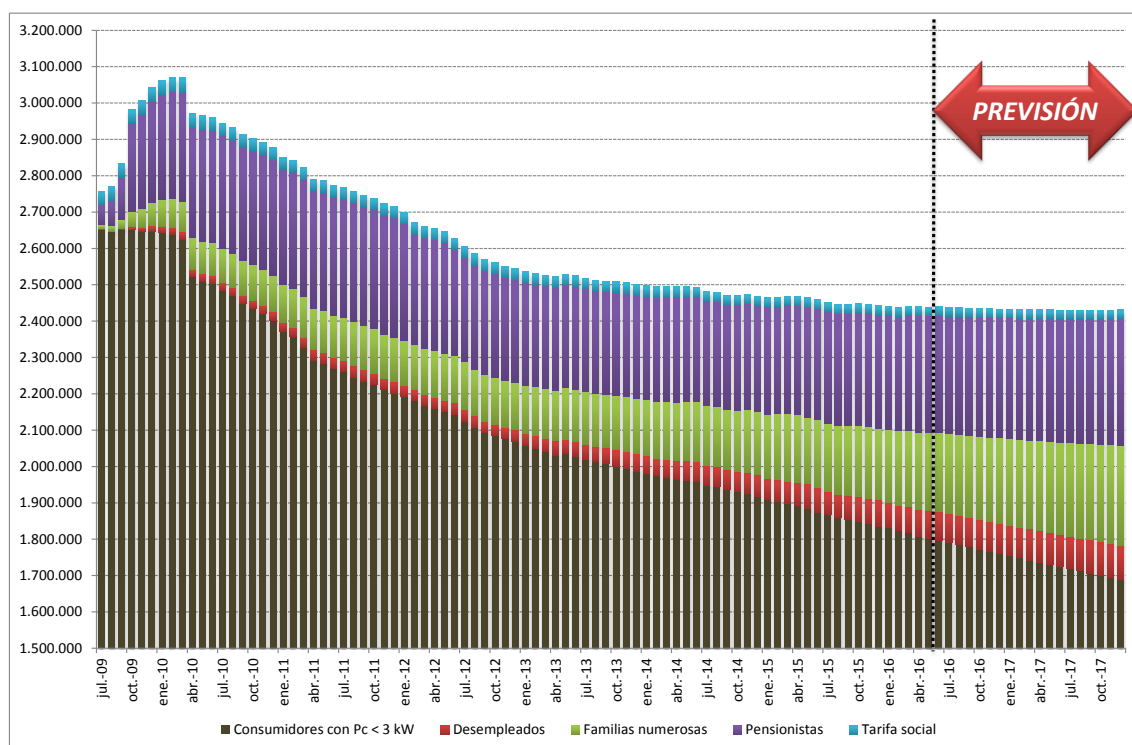
Cuadro 20. Previsión del número de consumidores y energía consumida por los suministros a los que se aplica bono social

	2015		2016		2017	
	Nº Consumidores (Promedio)	Energía (MWh)	Nº Consumidores (Promedio)	Energía (MWh)	Nº Consumidores (Promedio)	Energía (MWh)
Consumidores con Pc < 3 kW	1.872.546	2.475.031	1.794.746	2.405.651	1.721.752	2.354.187
Desempleados	65.247	169.044	77.371	196.951	89.135	224.934
Familias numerosas	188.146	755.907	218.365	859.771	256.180	995.430
Pensionistas	305.140	690.753	322.949	791.354	340.333	898.316
Tarifa social	24.489	36.860	23.968	35.537	23.437	34.254
Total	2.455.567	4.127.595	2.437.399	4.289.264	2.430.836	4.507.121

Fuente: CNMC

Se estima que en 2016, el promedio de consumidores a los que se aplica el bono social será 2.437.399 consumidores un 0,7% inferior a la registrada en 2015. Asimismo, se prevé para 2017 una reducción del número de consumidores a los que se aplica bono social (2.430.836). En el Gráfico 4 se muestra la evolución mensual prevista para dicho periodo por tipo de consumidor.

Gráfico 4. 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 2016 y 2017, 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 2015-agosto 2016) fue de 173 M€ (véase Cuadro 21).

Cuadro 21. Liquidaciones del bono social

Liquidación	2015		2016	
	Importe mensual	Liquidación acumulada	Importe mensual	Liquidación acumulada
Liquidación 1	-	-	17.112	17.112
Liquidación 2	28.893	28.893	16.023	33.135
Liquidación 3	10.454	39.347	12.559	45.694
Liquidación 4	27.797	67.144	14.285	59.979
Liquidación 5	13.397	80.541	12.969	72.948
Liquidación 6	14.140	94.681	10.985	83.933
Liquidación 7	16.498	111.179	13.399	97.332
Liquidación 8	15.939	127.118	14.570	111.902
Liquidación 9	16.284	143.402		
Liquidación 10	14.059	157.462		
Liquidación 11	14.530	171.991		
Liquidación 12	16.189	188.181		

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 2016 y 2017 se estiman en 11.854 miles de €, resultado de aplicar a los ingresos reales registrados en los últimos doce meses la media móvil de doce meses a julio de 2016 (32,1%) a la facturación por energía reactiva registrada en los últimos doce meses (agosto 2015-julio 2016).

4. Otra información

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

La DGPEM ha solicitado en su escrito información sobre el número de consumidores, consumos y potencias contratadas en términos anuales y con

detalle mensual, desagregada por Comunidades, a nivel de provincia, y Ciudades Autónomas para los ejercicios 2012, 2013, 2014, 2015 y 2016.

Por otra parte, la DGPEM ha solicitado en su escrito información sobre el número de consumidores, consumos y potencias contratadas por periodos y facturaciones previstas para el cierre de los ejercicios 2016 y 2017 desagregada por Comunidades y Ciudades Autónomas. En el epígrafe 2.1 y en los Anexos I y II se aporta la información requerida desagregada por subsistema peninsular, balear, canario, ceutí y melillense.

Esta Comisión no dispone de la información necesaria para desagregar las previsiones del subsistema peninsular por Comunidad Autónoma, por lo que, en su defecto, en los cuadros inferiores se aporta la información disponible en la base de datos de liquidaciones para las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes relativa al número de clientes, potencia facturada, consumo y facturación desagregada por provincia para los ejercicios 2012, 2013, 2014 y 2015.

Cuadro 22. Número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación, desgregado por provincia. Año 2012

Comunidad Autónoma	Provincia	2012			
		Nº clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación acceso (miles €)
Andalucía		4.702.032	25.930	34.176	2.240.767
	Almería	423.050	2.305	2.733	191.858
	Cádiz	572.675	3.252	5.163	269.665
	Córdoba	413.279	2.371	2.940	213.358
	Granada	568.477	2.729	3.221	238.253
	Huelva	316.403	1.832	3.497	150.985
	Jaén	412.865	2.076	2.763	190.383
	Málaga	1.041.177	5.718	6.033	475.596
	Sevilla	954.106	5.647	7.826	510.668
Aragón		868.938	5.959	9.202	465.276
	Huesca	148.958	1.076	2.103	81.626
	Teruel	124.807	657	855	50.113
	Zaragoza	595.173	4.225	6.245	333.537
Asturias	Asturias	742.429	4.514	9.285	327.193
Baleares	Baleares	689.249	4.902	5.218	415.146
Canarias		1.150.657	6.010	8.103	551.714
	Las Palmas	598.704	3.346	4.677	311.689
	Santa Cruz de Tenerife	551.953	2.663	3.426	240.025
Cantabria	Cantabria	427.019	2.341	3.723	171.439
Castilla La Mancha		1.338.284	8.318	10.704	663.218
	Albacete	231.093	1.581	2.027	128.119
	Ciudad Real	325.275	1.820	2.216	151.779
	Cuenca	146.440	922	1.101	67.195
	Guadalajara	178.120	1.195	1.826	83.545
	Toledo	457.356	2.799	3.533	232.580
Castilla y León		1.566.719	10.148	12.077	745.792
	Ávila	112.812	755	662	51.502
	Burgos	211.294	1.645	2.281	118.535
	León	319.645	1.844	2.062	134.717
	Palencia	106.356	691	954	50.454
	Salamanca	206.907	1.374	1.423	100.478
	Segovia	137.482	707	837	56.201
	Soria	70.673	519	605	35.606
	Valladolid	273.279	1.860	2.511	145.049
	Zamora	128.271	754	744	53.250
Cataluña		4.259.043	29.034	41.641	2.492.474
	Barcelona	2.910.598	20.018	28.187	1.743.346
	Gerona	513.658	3.267	3.808	269.400
	Lérida	247.560	1.717	2.142	145.150
	Tarragona	587.227	4.033	7.503	334.578
Extremadura		544.325	3.236	3.884	253.824
	Badajoz	348.140	2.042	2.760	165.813
	Cáceres	196.185	1.195	1.124	88.010
Galicia		1.714.071	8.900	17.701	741.507
	La Coruña	702.729	3.757	7.495	314.164
	Lugo	253.870	1.576	5.393	115.402
	Orense	251.056	1.106	1.243	89.377
	Pontevedra	506.416	2.461	3.570	222.565
La Rioja	La Rioja	183.918	1.349	1.510	99.885
Madrid	Madrid	3.470.471	20.672	27.167	1.790.075
Murcia	Murcia	1.006.041	5.346	7.722	460.133
Navarra	Navarra	344.593	2.693	4.370	217.436
País Vasco		1.208.273	8.936	15.300	737.854
	Álava	165.655	1.511	2.532	125.884
	Guipúzcoa	399.320	3.133	5.829	260.789
	Vizcaya	643.298	4.291	6.938	351.181
Comunidad Valenciana		3.590.162	20.078	23.290	1.601.842
	Alicante	1.442.304	7.832	8.049	607.974
	Castellón	424.803	2.804	4.093	228.780
	Valencia	1.723.055	9.442	11.148	765.088
Total		27.806.223	168.364	235.072	13.975.574

Fuente: CNMC

Cuadro 23. Número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación, desgregado por provincia. Año 2013

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

Fuente: CNMC

Cuadro 24. Número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación, desgregado por provincia. Año 2014

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

Fuente: CNMC

Cuadro 25. Número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación, desgregado por provincia. Año 2015

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

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 2015.

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 2016 Y 2017

ANEXO I: ESCENARIO DE DEMANDA EN CONSUMO DESAGREGADAS POR SUBSISTEMA PARA EL CIERRE DE 2016 Y 2017

1 Previsión de cierre 2016

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

En el Cuadro I.1 se presenta la demanda en b.c. registrada en 2015, la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (octubre de 2015-septiembre 2016) y el escenario de demanda previsto por el OS para el cierre de 2016. De acuerdo con la información aportada en septiembre de 2016, el OS estima que la demanda en b.c. nacional alcanzará 265.049 GWh, superior en un 0,8% a la demanda en b.c. registrada en 2015 (262.931 GWh) y asimismo superior en 0,6% a la demanda registrada en los últimos doce meses (263.432 GWh).

La variación de la demanda en b.c. prevista para el cierre de 2016 se explica por el aumento de la demanda en b.c. en todos los subsistemas, con la excepción del subsistema ceutí. En particular, el OS prevé un incremento de la demanda en los subsistemas peninsular y balear del 0,8%, una aumento de la demanda del subsistema canario del 0,9% y un aumento de la demanda del subsistema ceutí del 1,5%. Por el contrario, estima para el cierre de 2016 una reducción de la demanda en el sistema ceutí del 0,5%.

Cuadro I.1. Demanda en b.c. de 2015, demanda en b.c. registrada en últimos doce meses y previsión del Operador del Sistema de la demanda en b.c. para el cierre de 2016

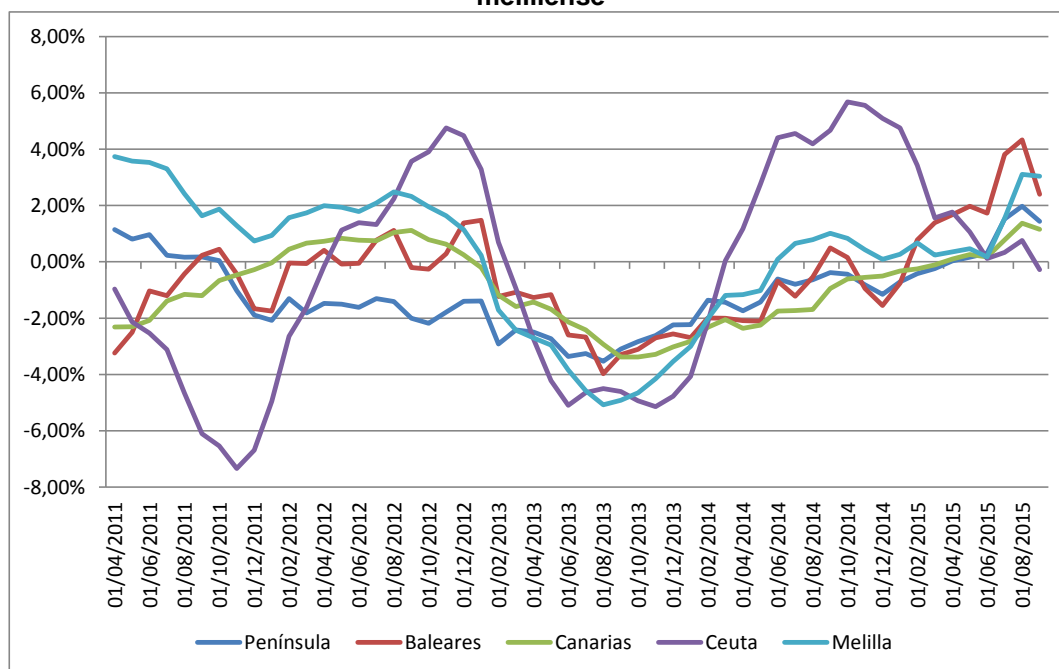
Sistema	2015 (GWh)	Últimos doce meses (oct 2015- sep 2016)		Previsión OS de cierre 2016	
		GWh	% variación respecto 2015	GWh	% variación respecto 2015
Peninsular	248.047	248.488	0,2%	250.041	0,8%
No peninsular	14.884	14.944	0,4%	15.008	0,8%
Baleares	5.796	5.767	-0,5%	5.842	0,8%
Canarias	8.669	8.760	1,0%	8.745	0,9%
Ceuta	205	208	1,2%	204	-0,5%
Melilla	213	210	-1,8%	217	1,5%
Total Nacional	262.931	263.432	0,2%	265.049	0,8%

Fuente: OS

Se indica que las tasas de variación previstas por el OS para el cierre de 2016 son superiores a las medias móviles registradas los últimos doce meses a

septiembre de 2016 en los subsistemas peninsular (0,1%), balear (-0,5%), ceutí (-2,2%) y melillense (3,4%) e inferior en el subsistema canario (1,2%) (véase Gráfico I.1).

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



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

1.2 Previsión de la demanda en consumo de las empresas distribuidoras

En el Cuadro I.2 se resume el escenario de demanda en consumo, desagregado por subsistema y peaje de acceso, agregado por la CNMC a partir de la información solicitada a las empresas distribuidoras para el cierre de 2016.

Según dichas previsiones, en 2016 el consumo aumentará respecto del registrado en 2015 en los subsistemas peninsular (0,3%) y ceutí (2,7%) y disminuirá en los sistemas balear (-0,8%), canario (-0,8%) y melillense -1,8%). Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista por las empresas para el cierre de 2016 (236.670 GWh) supone un aumento respecto de la demanda registrada en 2015 (236.141 GWh) del 0,2%.

En consecuencia, la previsión de la demanda en consumo de las empresas (0,2%) es inferior a la prevista por el Operador del sistema para el cierre de

2016 (0,8%), alineada con la media móvil de los últimos doce meses registrada por la demanda en b.c. (0,1%).

Cuadro I.2. Previsión de las empresas distribuidoras de la demanda en consumo para el cierre de 2016 desagregada por subsistema y peaje de acceso

	2015 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	101.209	3.899	4.825	130	138	110.201
Pc (1) < 10 kW	61.404	2.050	2.808	64	75	66.401
10 kW < Pc ≤ 15 kW	8.061	301	412	5	10	8.790
Pc > 15 kW	31.743	1.548	1.605	61	52	35.009
Media tensión	68.933	1.273	3.075	56	68	73.404
3.1 A	14.699	417	719	12	17	15.864
6.1 A	49.056	856	2.355	44	51	52.362
6.1 B	5.177	-	-	-	-	5.177
Alta tensión	52.329	87	120	-	-	52.536
6.2	17.198	87	120	-	-	17.405
6.3	10.715	-	-	-	-	10.715
6.4 (2)	24.416	-	-	-	-	24.416
Total	222.470	5.259	8.020	186	206	236.141

	Previsión de cierre 2016 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	101.588	3.791	4.746	127	136	110.388
Pc (1) < 10 kW	61.719	1.949	2.722	63	71	66.523
10 kW < Pc ≤ 15 kW	7.929	287	410	5	10	8.642
Pc > 15 kW	31.939	1.555	1.615	60	55	35.224
Media tensión	69.402	1.324	3.087	64	66	73.944
3.1 A	14.423	414	695	13	16	15.561
6.1 A	49.752	910	2.393	51	50	53.156
6.1 B	5.227	-	-	-	-	5.227
Alta tensión	52.110	103	124	-	-	52.338
6.2	17.551	103	124	-	-	17.778
6.3	10.621	-	-	-	-	10.621
6.4 (2)	23.939	-	-	-	-	23.939
Total	223.100	5.219	7.958	191	202	236.670

	% variación 2016 sobre 2015					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	0,4%	-2,8%	-1,6%	-2,0%	-1,7%	0,2%
Pc (1) < 10 kW	0,5%	-4,9%	-3,1%	-2,0%	-6,2%	0,2%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	-1,6%	-4,8%	-0,6%	-2,0%	-1,8%	-1,7%
Pc > 15 kW	0,6%	0,5%	0,6%	-2,0%	4,9%	0,6%
Media tensión	0,7%	4,1%	0,4%	13,4%	-2,2%	0,7%
3.1 A	-1,9%	-0,7%	-3,5%	10,0%	-1,4%	-1,9%
6.1 A	1,4%	6,4%	1,6%	14,3%	-2,5%	1,5%
6.1 B	1,0%	-	-	-	-	1,0%
Alta tensión	-0,4%	18,2%	3,6%	-	-	-0,4%
6.2	2,0%	18,2%	3,6%	-	-	2,1%
6.3	-0,9%	-	-	-	-	-0,9%
6.4	-2,0%	-	-	-	-	-2,0%
Total	0,3%	-0,8%	-0,8%	2,7%	-1,8%	0,2%

Fuente: Empresas y SINCRO

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Traspase Tajo-Segura

Consumo por periodo horario

En el Cuadro I.3 se resume el escenario de demanda en consumo nacional, previsto por las empresas para el cierre de 2016 desagregado por peaje de acceso y periodo horario y se compara la distribución del consumo por periodo horario con el registrado en los últimos doce meses. Se observa que, a pesar de la distinta laboralidad de los ejercicios 2015 y 2016, no se producen diferencias significativas en la distribución del consumo por periodo horario, con la excepción para la discriminación horaria supervalle, lo que podría estar motivado por la incorporación progresiva de clientes en estos peajes.

**Cuadro I.3. Previsión de las empresas distribuidoras del consumo para el cierre de 2016
desagregado por peaje de acceso y periodo horario. Sistema Nacional**

Consumo por periodo horario (GW). Previsión de cierre 2016						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	74.473	27.431	8.484			
Pc (1) ≤ 15 kW sin DH	63.031					
Pc ≤ 15 kW con DH	4.258	7.831				
Pc ≤ 15 kW con DHA	13	14	18			
Pc > 15 kW	7.171	19.587	8.466			
Media tensión	8.563	13.082	9.710	5.946	7.849	28.794
3.1 A	3.219	6.298	6.045			
6.1 A	4.877	6.153	3.328	5.391	7.077	26.329
6.1 B	467	631	337	555	772	2.465
Alta tensión	3.482	5.048	2.661	4.565	6.077	30.505
6.2	1.329	1.840	960	1.598	2.152	9.899
6.3	676	1.006	520	906	1.190	6.323
6.4 (2)	1.477	2.203	1.181	2.060	2.735	14.283
Total	86.518	45.562	20.854	10.511	13.926	59.299

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 DHA	35,2%	64,8%				
Pc ≤ 15 kW con DHS	29,7%	30,9%	39,4%			
Pc > 15 kW	20,4%	55,6%	24,0%			
Media tensión						
3.1 A	20,7%	40,5%	38,8%			
6.1 A	9,2%	11,6%	6,3%	10,1%	13,3%	49,5%
6.1 B	8,9%	12,1%	6,5%	10,6%	14,8%	47,2%
Alta tensión						
6.2	7,5%	10,3%	5,4%	9,0%	12,1%	55,7%
6.3	6,4%	9,5%	4,9%	8,5%	11,2%	59,5%
6.4 (2)	6,2%	9,2%	4,9%	8,6%	11,4%	59,7%

Distribución del consumo de los últimos doce meses (jul 15-jun 16) 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 DHA	35,5%	64,5%				
Pc ≤ 15 kW con DHS	30,6%	27,9%	41,8%			
Pc > 15 kW	20,4%	55,7%	23,9%			
Media tensión						
3.1 A	20,7%	40,5%	38,9%			
6.1 A	9,0%	11,3%	6,1%	9,9%	13,2%	50,5%
6.1 B	9,0%	12,0%	6,6%	10,8%	14,5%	47,2%
Alta tensión						
6.2	7,4%	10,2%	5,3%	8,9%	12,0%	56,0%
6.3	6,2%	9,1%	5,0%	8,7%	11,5%	59,5%
6.4 (2)	6,2%	9,2%	5,0%	8,7%	11,5%	59,5%

Fuente: Empresas y SINCRO

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Traspase Tajo-Segura

Potencia contratada por periodo horario

En el Cuadro I.4 se resumen las previsiones para el sistema nacional de potencia contratada de las empresas para el cierre de 2016, 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 2016. Según las previsiones de las empresas, la potencia contratada por periodo horario se reduce respecto de la registrada en 2015 en todos los peajes, con la excepción de los peajes 6.3 y 6.4, con una contracción más acusada de la potencia de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW (peaje 3.0 A) y media tensión con potencia contratada inferior a 450 kW (peaje 3.1 A)¹⁹.

¹⁹ Según la información declarada por las empresas distribuidoras en la Base de datos de liquidaciones correspondiente al ejercicio 2015, 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 I.4. Previsión de las empresas distribuidoras de las potencias contratadas por periodo horario para el cierre de 2016 desagregada peaje de acceso. Sistema Nacional

	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2015					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	145.582	145.123	22.292	22.011	-	-	-
Pc (1) < 10 kW	113.175	113.175					
10 kW < Pc ≤ 15 kW	10.687	10.687					
Pc > 15 kW	21.720	21.261	22.292	22.011			
Media tensión	20.376	19.413	20.377	21.152	13.667	13.799	18.976
3.1 A	6.619	6.266	6.972	7.581	-	-	-
6.1 A	12.523	11.978	12.177	12.337	12.431	12.554	17.366
6.1 B	1.234	1.169	1.228	1.233	1.237	1.245	1.610
Alta tensión	9.083	8.209	8.871	9.157	9.358	9.442	11.378
6.2	3.198	3.041	3.154	3.198	3.214	3.230	4.175
6.3	1.758	1.560	1.800	1.811	1.860	1.902	2.153
6.4 (2)	4.127	3.608	3.917	4.148	4.284	4.310	5.050
Total	175.042	172.745	51.540	52.319	23.026	23.241	30.354

	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión de cierre 2016					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	144.142	143.666	21.871	22.692	-	-	-
Pc (1) < 10 kW	112.006	112.006					
10 kW < Pc ≤ 15 kW	10.414	10.414					
Pc > 15 kW	21.723	21.246	21.871	22.692			
Media tensión	19.866	18.918	19.743	21.075	13.515	13.647	18.839
3.1 A	6.259	5.920	6.489	7.658			
6.1 A	12.377	11.835	12.032	12.190	12.283	12.404	17.208
6.1 B	1.230	1.164	1.223	1.227	1.232	1.243	1.630
Alta tensión	9.202	8.296	8.932	9.233	9.469	9.532	11.626
6.2	3.192	3.035	3.144	3.188	3.208	3.223	4.175
6.3	1.849	1.647	1.873	1.893	1.972	1.995	2.300
6.4 (2)	4.161	3.614	3.915	4.152	4.289	4.314	5.151
Total	173.211	170.880	50.546	53.001	22.983	23.179	30.465

	Potencia facturada (MW)	% variación previsión de cierre 2016 sobre 2015					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	-1,0%	-1,0%	-1,9%	3,1%			
Pc (1) < 10 kW	-1,0%	-1,0%					
10 kW < Pc ≤ 15 kW	-2,6%	-2,6%					
Pc > 15 kW	0,0%	-0,1%	-1,9%	3,1%			
Media tensión	-2,5%	-2,5%	-3,1%	-0,4%	-1,1%	-1,1%	-0,7%
3.1 A	-5,4%	-5,5%	-6,9%	1,0%			
6.1 A	-1,2%	-1,2%	-1,2%	-1,2%	-1,2%	-1,2%	-0,9%
6.1 B	-0,3%	-0,5%	-0,4%	-0,5%	-0,4%	-0,2%	1,3%
Alta tensión	1,3%	1,1%	0,7%	0,8%	1,2%	1,0%	2,2%
6.2	-0,2%	-0,2%	-0,3%	-0,3%	-0,2%	-0,2%	0,0%
6.3	5,2%	5,6%	4,0%	4,5%	6,0%	4,9%	6,8%
6.4	0,8%	0,2%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	2,0%
Total	-1,0%	-1,1%	-1,9%	1,3%	-0,2%	-0,3%	0,4%

Fuente: Empresas y SINCRO

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Traspase Tajo-Segura

1.3 Previsión de la CNMC para el cierre de 2016

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 2016 es del 0,8%, misma tasa a la registrada en el trimestre anterior, situándose la tasa de variación interanual del PIB del segundo trimestre de 2016 en 3,2%, inferior en dos décimas a la registrada en el primer trimestre de 2016 (3,4%).

Por otra parte, según las previsiones de distintos agentes, para el tercer y cuarto trimestre del 2016 se espera un ritmo de crecimiento ligeramente inferior al registrado en los trimestres precedentes. En particular, según el Informe trimestral del Banco de España²⁰, el crecimiento del PIB en el tercer trimestre se situaría en el 0,7%, una décima inferior al del trimestre anterior, mientras que la media de las previsiones de las entidades privadas²¹ sitúa las tasas de variación del tercer y cuarto trimestre de 2016 en el 0,6% y 0,5%, respectivamente.

Para el año 2016, se espera que el PIB aumente entre un 2,9% y un 3,2% (Banco de España 3,2%, CE 2,6%, FMI 3,2% y OCDE 2,8%), levemente superiores a las previsiones consideradas por el Gobierno (2,7%).

Teniendo en cuenta las previsiones de demanda en b.c. del Operador del Sistema, las previsiones de demanda en consumo de las empresas, la evolución prevista para la economía, así como la evolución reciente de la demanda y de la potencia por peaje de acceso (véanse Cuadro I.5, Gráfico I.2, Cuadro I.6, Gráfico I.3, Cuadro I.7 y Gráfico I.4), se ha optado por adoptar para el cierre del 2016 un escenario de demanda similar al previsto por las empresas.

²⁰ Véase http://www.bde.es/bde/es/secciones/informes/boletines/Boletin_economic/

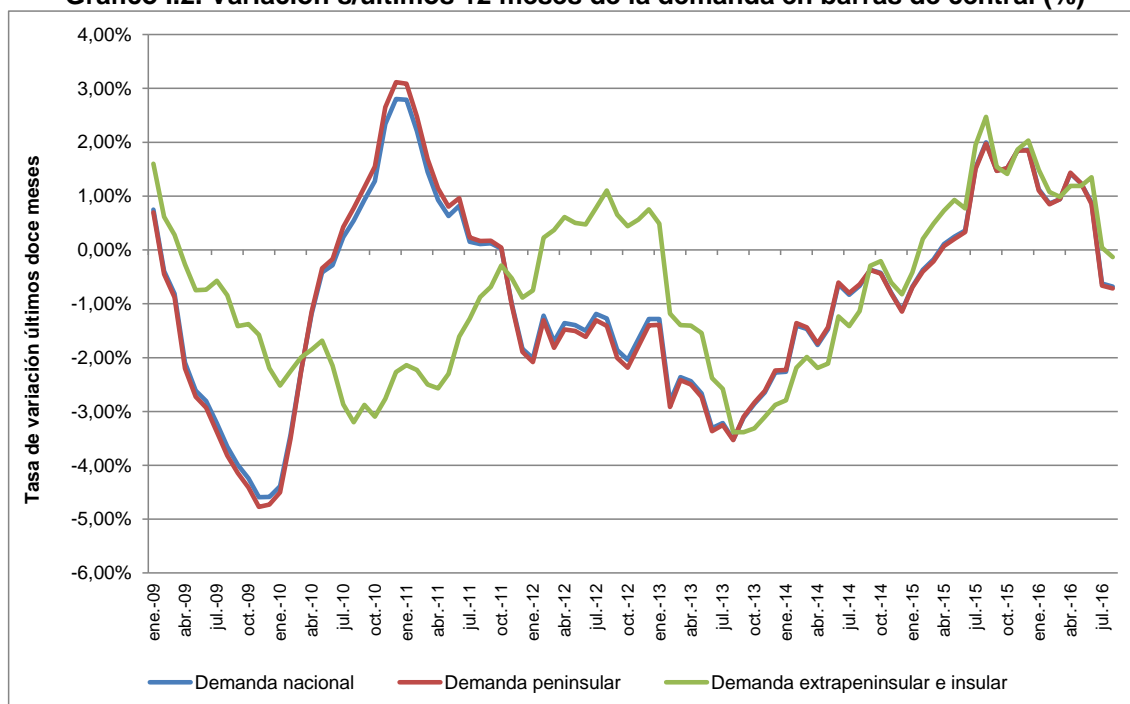
²¹ Véase Panel de previsiones de la economía española, disponible en <http://www.funcas.es/Indicadores/Indicadores.aspx?Id=1>

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

Mes	GWh			% Variación s/mismo mes año anterior		% Variación s/acumulado anual		% Variación s/últimos 12 meses	
	2014	2015	2016	15 s/ 14	16 s/ 15	15 s/ 14	16 s/ 15	15 s/ 14	16 s/ 15
	Enero	23.240	23.883	22.641	2,77	-5,20	2,77	-5,20	-0,68
Febrero	21.449	22.048	21.967	2,79	-0,37	2,78	-2,88	-0,37	0,86
Marzo	22.078	22.276	22.693	0,90	1,87	2,16	-1,33	-0,17	0,94
Abril	19.863	19.836	21.046	-0,13	6,10	1,63	0,34	0,11	1,42
Mayo	20.648	21.020	20.914	1,80	-0,50	1,67	0,18	0,25	1,23
Junio	20.832	21.617	21.487	3,77	-0,60	2,01	0,05	0,36	0,88
Julio	22.493	24.973	23.520	11,03	-5,82	3,35	-0,89	1,53	-0,62
Agosto	21.589	22.342	22.935	3,49	2,66	3,37	-0,45	2,00	-0,68
Septiembre	21.619	20.898	22.192	-3,33	6,19	2,62	0,25	1,47	0,08
Octubre	20.940	20.967	-	0,13	-	2,38	-	1,52	-
Noviembre	20.883	20.997	-	0,55	-	2,22	-	1,85	-
Diciembre	22.499	22.074	-	-1,89	-	1,86	-	1,86	-
Anual	258.131	262.931	199.395						

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

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



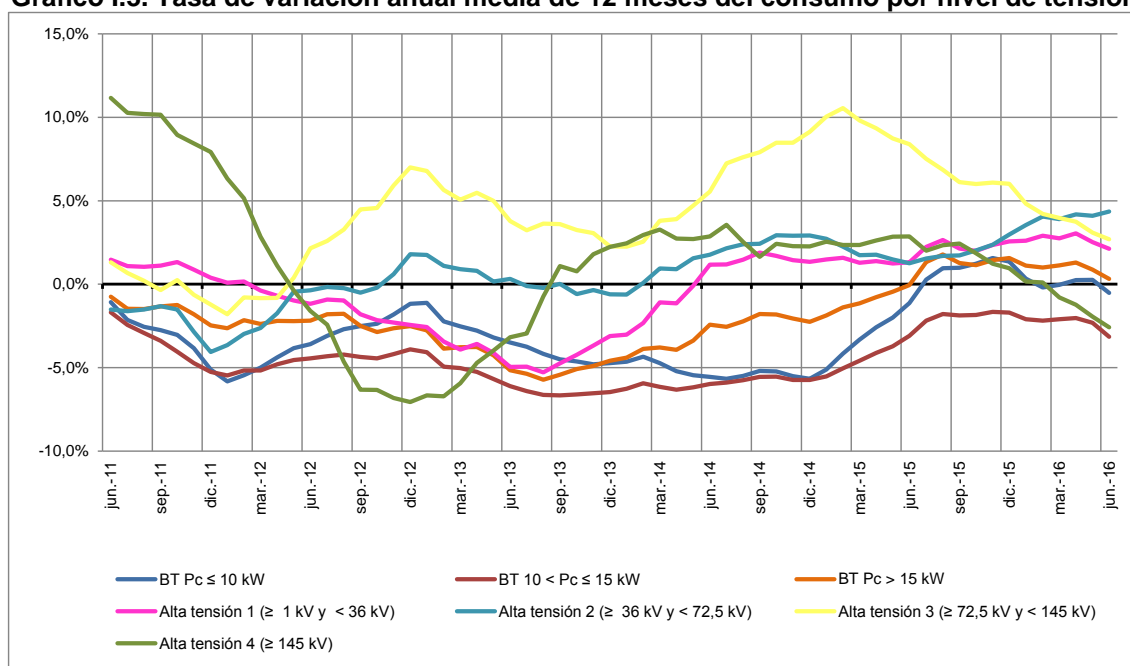
Fuente: REE

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

Año		Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	Alta tensión 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL
		Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW					
2015	julio	0,3%	-2,2%	1,3%	2,2%	1,5%	7,5%	2,0%	1,5%
	agosto	1,0%	-1,8%	1,8%	2,6%	1,7%	6,9%	2,3%	1,9%
	septiembre	1,0%	-1,9%	1,3%	2,1%	1,7%	6,1%	2,4%	1,7%
	octubre	1,2%	-1,8%	1,1%	2,0%	2,0%	6,0%	1,8%	1,7%
	noviembre	1,6%	-1,7%	1,4%	2,4%	2,4%	6,1%	1,2%	1,9%
	diciembre	1,4%	-1,7%	1,6%	2,6%	3,0%	6,0%	1,0%	1,9%
2016	enero	0,3%	-2,1%	1,1%	2,6%	3,5%	4,8%	0,2%	1,5%
	febrero	-0,2%	-2,2%	1,0%	2,9%	4,1%	4,2%	0,1%	1,4%
	marzo	0,0%	-2,1%	1,1%	2,7%	3,9%	4,0%	-0,8%	1,3%
	abril	0,2%	-2,0%	1,3%	3,1%	4,2%	3,7%	-1,2%	1,5%
	mayo	0,3%	-2,3%	0,9%	2,5%	4,1%	3,1%	-1,9%	1,1%
	junio	-0,5%	-3,2%	0,3%	2,1%	4,4%	2,7%	-2,6%	0,6%

Fuente: CNMC

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



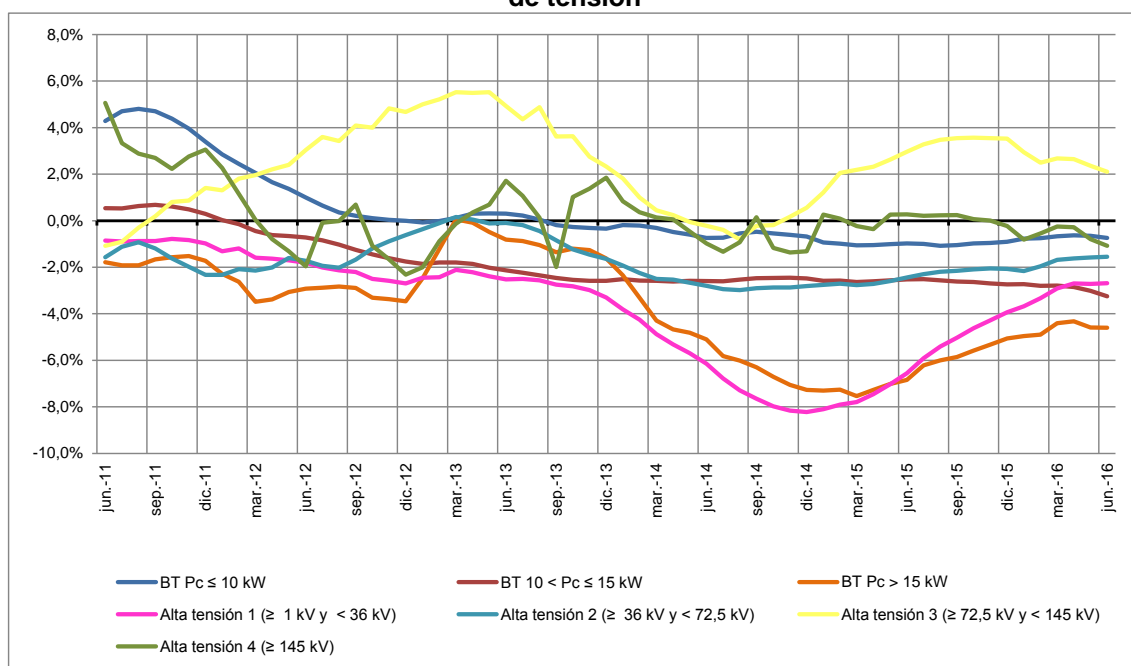
Fuente: CNMC

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

Año		Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	Alta tensión 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL
		Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW					
2015	julio	-1,0%	-2,5%	-6,2%	-5,9%	-2,3%	3,3%	0,2%	-2,3%
	agosto	-1,1%	-2,6%	-6,0%	-5,4%	-2,2%	3,5%	0,2%	-2,3%
	septiembre	-1,0%	-2,6%	-5,9%	-5,0%	-2,2%	3,5%	0,2%	-2,2%
	octubre	-1,0%	-2,6%	-5,6%	-4,6%	-2,1%	3,6%	0,1%	-2,1%
	noviembre	-1,0%	-2,7%	-5,3%	-4,3%	-2,1%	3,5%	0,0%	-2,0%
	diciembre	-0,9%	-2,7%	-5,1%	-3,9%	-2,1%	3,5%	-0,2%	-1,9%
2016	enero	-0,8%	-2,7%	-5,0%	-3,7%	-2,2%	2,9%	-0,8%	-1,8%
	febrero	-0,8%	-2,8%	-4,9%	-3,3%	-2,0%	2,5%	-0,5%	-1,7%
	marzo	-0,7%	-2,8%	-4,4%	-2,9%	-1,7%	2,7%	-0,3%	-1,5%
	abril	-0,6%	-2,9%	-4,3%	-2,7%	-1,6%	2,6%	-0,3%	-1,5%
	mayo	-0,6%	-3,0%	-4,6%	-2,7%	-1,6%	2,4%	-0,8%	-1,5%
	junio	-0,7%	-3,3%	-4,6%	-2,7%	-1,6%	2,1%	-1,1%	-1,6%

Fuente: CNMC

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



Fuente: CNMC

En los cuadros siguientes se recogen las previsiones de la CNMC relativas al número de clientes, potencia contratada por periodo horario y consumo por periodo horario para el cierre del ejercicio 2016 para el total nacional y desagregadas por subsistemas.

Cuadro I.8. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2016. Sistema Nacional

Código	Peaje de acceso	Nº Clientes	Potencia contratada/Potencia facturada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
TARIFAS DE BAJA TENSION		28.804.931	142.860.064	21.428.088	21.372.928				74.404.576	27.393.901	8.457.875				110.256.352
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	25.318.359	102.297.581						57.240.104						57.240.104
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	1.904.660	9.769.743						3.256.801	5.978.870					9.235.672
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	3.787	20.379						10.062	11.004	14.574				35.640
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	674.027	8.367.184						5.732.510						5.732.510
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	166.138	2.047.422						1.017.273	1.886.247					2.903.521
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	613	7.288						3.144	2.734	2.969				8.847
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	737.346	20.350.467	21.428.088	21.372.928				7.144.680	19.515.046	8.440.332				35.100.059
TARIFAS DE ALTA TENSION		110.393	27.218.664	28.780.631	30.021.669	23.003.115	23.198.964	30.505.888	12.059.079	18.149.012	12.389.059	10.524.588	13.941.676	59.071.663	126.135.076
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	87.345	5.899.702	6.574.762	7.351.942	0	0	0	3.224.663	6.308.414	6.054.415				15.587.492
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	19.234	11.854.721	12.051.595	12.209.855	12.303.322	12.424.392	17.403.620	4.884.618	6.163.443	3.333.835	5.400.215	7.088.861	26.375.294	53.246.266
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	1.161	1.163.707	1.222.925	1.227.147	1.231.855	1.242.884	1.631.239	467.222	630.677	337.186	555.208	771.841	2.464.859	5.226.993
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.615	3.033.047	3.142.053	3.186.742	3.206.048	3.221.425	4.175.052	1.329.172	1.839.848	960.036	1.598.555	2.151.732	9.899.254	17.778.597
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	429	1.648.181	1.873.977	1.894.193	1.973.073	1.996.068	2.301.085	676.062	1.003.942	522.838	910.782	1.193.880	6.343.688	10.651.192
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	608	3.619.307	3.915.320	4.151.791	4.288.817	4.314.195	4.994.891	1.477.343	2.202.688	1.180.749	2.059.827	2.735.362	13.988.567	23.644.537
299	Trasvase Tajo - Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	0	0	0	0	0	294.305	294.305
TOTAL BT + AT		28.915.325	170.078.728	50.208.719	51.394.597	23.003.115	23.198.964	30.661.888	86.463.655	45.542.913	20.846.934	10.524.588	13.941.676	59.365.967	236.685.732

Fuente: CNMC

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

Cuadro I.9. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2016. Sistema Peninsular

Código	Peaje de acceso	Nº Clientes	Potencia contratada/Potencia facturada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
TARIFAS DE BAJA TENSION		26.860.247	132.394.635	19.660.595	19.664.743				68.521.824	25.213.391	7.639.036				101.374.251
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	23.574.108	94.748.373						52.763.839						52.763.839
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	1.828.038	9.379.668						3.117.916	5.744.676					8.862.592
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	3.590	19.384						9.731	10.741	14.405				34.877
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	615.313	7.642.380						5.168.764						5.168.764
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	158.379	1.951.272						962.357	1.785.299					2.747.656
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	559	6.633						2.863	2.512	2.838				8.213
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	680.260	18.646.924	19.660.595	19.664.743				6.496.355	17.670.163	7.621.793				31.788.310
TARIFAS DE ALTA TENSION		107.082	26.105.387	27.642.677	28.872.241	22.215.539	22.409.267	29.671.417	11.542.706	17.228.248	11.686.646	10.147.463	13.517.019	57.165.448	121.287.529
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	85.172	5.554.373	6.212.783	6.986.121				2.994.411	5.834.143	5.585.074				14.413.628
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	18.108	11.130.151	11.318.998	11.471.625	11.561.821	11.681.697	16.497.171	4.613.978	5.742.172	3.112.743	5.042.600	6.686.938	24.601.475	49.799.906
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	1.161	1.163.707	1.222.925	1.227.147	1.231.855	1.242.884	1.631.239	467.222	630.677	337.186	555.208	771.841	2.464.859	5.226.993
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.602	2.989.669	3.098.675	3.141.365	3.159.974	3.174.423	4.091.029	1.313.691	1.814.626	948.056	1.579.045	2.128.998	9.766.859	17.551.274
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	429	1.648.181	1.873.977	1.894.193	1.973.073	1.996.068	2.301.085	676.062	1.003.942	522.838	910.782	1.193.880	6.343.688	10.651.192
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	608	3.619.307	3.915.320	4.151.791	4.288.817	4.314.195	4.994.891	1.477.343	2.202.688	1.180.749	2.059.827	2.735.362	13.988.567	23.644.537
299	Trasvase Tajo - Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	0	0	0	0	0	294.305	294.305
TOTAL BT + AT		26.967.329	158.500.022	47.303.272	48.536.984	22.215.539	22.409.267	29.827.417	80.064.530	42.441.639	19.325.682	10.147.463	13.517.019	57.459.752	222.956.085

Fuente: CNMC

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

Cuadro I.10. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2016. Sistema Balear

Código	Peaje de acceso	Nº Clientes	Potencia contratada/Potencia facturada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
TARIFAS DE BAJA TENSION		702.984	4.432.446	882.195	854.283				2.376.392	1.037.127	377.688				3.791.206
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	600.057	2.977.481						1.758.157						1.758.157
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	40.368	223.727						76.902	113.820					190.723
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	72	441						171	146	98				415
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	26.354	327.400						220.577						220.577
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	4.506	54.807						25.377	40.593					65.970
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	37	447						169	134	86				389
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	31.590	848.143	882.195	854.283				295.039	882.434	377.503				1.554.975
TARIFAS DE ALTA TENSION		1.130	380.866	391.307	396.149	261.193	262.576	349.074	183.066	332.432	213.007	93.188	96.304	509.527	1.427.524
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	748	128.726	136.194	137.882				81.236	175.269	157.700				414.205
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	377	227.825	230.797	231.951	234.182	234.638	306.110	93.351	143.478	49.991	84.686	86.345	452.436	910.286
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	24.315	24.315	26.315	27.011	27.939	42.964	8.479	13.685	5.315	8.503	9.959	57.091	103.033
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Trasvase Tajo - Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		704.114	4.813.312	1.273.502	1.250.432	261.193	262.576	349.074	2.559.458	1.369.559	590.695	93.188	96.304	509.527	5.218.730

Fuente: CNMC

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

Cuadro I.11. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2016. Sistema Canario

Código	Peaje de acceso	Nº Clientes	Potencia contratada/Potencia facturada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
TARIFAS DE BAJA TENSION		1.179.749	5.685.589	807.857	778.011					3.336.441	1.083.629	407.876			4.827.946
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	1.087.049	4.327.427							2.585.338					2.585.338
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	36.150	165.825							61.795	120.061				181.856
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	125	554							160	118	70			349
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	30.317	371.189							329.416					329.416
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	3.208	40.755							29.064	59.322				88.386
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	17	208							113	88	44			245
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	22.883	779.631	807.857	778.011					330.555	904.040	407.761			1.642.356
TARIFAS DE ALTA TENSION		2.074	696.654	710.715	717.376	503.216	503.855	616.155	321.274	566.556	471.251	273.496	318.295	1.339.116	3.289.988
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	1.338	204.013	213.020	215.267					142.938	287.019	299.850			729.807
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	728	473.578	478.632	483.046	484.152	484.792	575.097	171.334	268.000	164.737	262.489	305.521	1.263.812	2.435.891
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	8	19.063	19.063	19.063	19.064	19.064	41.059	7.002	11.537	6.664	11.007	12.775	75.304	124.290
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Trasvase Tajo - Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		1.181.823	6.382.243	1.518.572	1.495.387	503.216	503.855	616.155	3.657.715	1.650.185	879.127	273.496	318.295	1.339.116	8.117.934

Fuente: CNMC

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

Cuadro I.12. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2016. Sistema Ceutí

Código	Peaje de acceso	Nº Clientes	Potencia contratada/Potencia facturada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
TARIFAS DE BAJA TENSION		30.081	164.800	41.143	39.744				79.159	31.553	16.425				127.137
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	27.998	116.500						62.390						62.390
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	8	56						16	129					145
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0	0						0	0	0				0
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	684	8.508						4.755						4.755
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	6	79						69	202					271
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0	0						0	0	0				0
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	1.385	39.657	41.143	39.744				11.929	31.222	16.425				59.576
TARIFAS DE ALTA TENSION		48	16.434	16.465	16.425	11.496	11.496	11.797	5.821	10.835	8.206	5.148	6.211	27.739	63.960
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	38	4.938	4.969	4.929				2.664	5.614	5.097				13.375
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	10	11.496	11.496	11.496	11.496	11.496	11.797	3.157	5.221	3.109	5.148	6.211	27.739	50.585
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Trasvase Tajo - Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		30.129	181.234	57.608	56.169	11.496	11.496	11.797	84.980	42.388	24.631	5.148	6.211	27.739	191.097

Fuente: CNMC

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

Cuadro I.13. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2016. Sistema Melillense

Código	Peaje de acceso	Nº Clientes	Potencia contratada/Potencia facturada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
TARIFAS DE BAJA TENSION		31.870	182.594	36.298	36.146				90.759	28.202	16.851				135.812
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	29.147	127.801						70.381						70.381
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	96	466						172	184					356
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0	0						0	0	0				0
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	1.360	17.707						8.997						8.997
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	39	509						406	831					1.237
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0	0						0	0	0				0
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	1.228	36.111	36.298	36.146				10.803	27.187	16.851				54.841
TARIFAS DE ALTA TENSION		61	19.323	19.467	19.479	11.671	11.770	13.445	6.212	10.941	9.949	5.293	3.847	29.833	66.075
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	49	7.652	7.796	7.742				3.415	6.368	6.694				16.477
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	12	11.671	11.671	11.737	11.671	11.770	13.445	2.797	4.573	3.255	5.293	3.847	29.833	49.598
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Trasvase Tajo - Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		31.931	201.917	55.765	55.625	11.671	11.770	13.445	96.971	39.143	26.800	5.293	3.847	29.833	201.887

Fuente: CNMC

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

Por último, la demanda en b.c. prevista por la CNMC para el cierre de 2016, coherente con el escenario de demanda y facturación asciende a 263.921 GWh, resultado de imponer a la demanda en consumo las mismas pérdidas por subsistema que las registradas en el ejercicio 2015 (véase Cuadro I.14).

Cuadro I.14. Previsión de la demanda en b.c. para el cierre de 2016

Sistema	2015 (GWh)	Últimos doce meses (sep 2015- ago 2016)		Previsión CNMC de cierre 2016	
		GWh	% variación respecto 2015	GWh	% variación 16 respecto 15
Peninsular	248.047	248.488	0,2%	248.589	0,2%
No peninsular	14.884	14.944	0,4%	14.947	0,4%
Baleares	5.796	5.767	-0,5%	5.752	-0,8%
Canarias	8.669	8.760	1,0%	8.775	1,2%
Ceuta	205	208	1,2%	211	2,7%
Melilla	213	210	-1,8%	210	-1,8%
Total Nacional	262.931	263.432	0,2%	263.536	0,2%

Fuente: CNMC

2 Previsión 2017

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

En el Cuadro I.15 se muestran los escenarios previstos por el OS de demanda en b.c. para 2017.

Cuadro I.15. Escenario de previsión de la demanda en b.c. por el OS para 2017

Sistema	Previsión OS de cierre 2016		Previsión OS 2017 (GWh)			% variación 2017 sobre 2016		
	GWh	% variación respecto 2015	Inferior	Central	Superior	Inferior	Central	Superior
Peninsular	250.041	0,8%	251.291	252.041	253.042	0,5%	0,8%	1,2%
No peninsular	15.008	0,8%	14.933	15.210	15.526	-0,5%	1,3%	3,4%
Baleares	5.842	0,8%	5.797	5.918	6.073	-0,8%	1,3%	4,0%
Canarias	8.745	0,9%	8.711	8.859	9.007	-0,4%	1,3%	3,0%
Ceuta	204	-0,5%	206	212	220	1,0%	3,8%	7,6%
Melilla	217	1,5%	218	221	226	0,6%	1,9%	4,1%
Total Nacional	265.049	0,8%	266.224	267.251	268.568	0,4%	0,8%	1,3%

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 0,8%, respecto del cierre previsto para 2016, consecuencia de una variación de la demanda por actividad

económica²² del 1,0%, una variación por temperatura del 0,1% y una variación por laboralidad del -0,3%.

El OS presenta dos escenarios adicionales de previsión, inferior y superior, resultado de considerar dos hipótesis de actividad económica para 2017. En particular, el escenario inferior considera un incremento de la demanda en b.c. del 0,4%, basada una variación de la actividad económica del 0,7%. El escenario superior prevé un aumento de la demanda en b.c. del 1,3% resultado de considerar una variación de la actividad económica del 1,5%. 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 0,8% y un 0,4%, 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.

2.2 Previsión de la demanda en consumo de las empresas distribuidoras

En el Cuadro I.16 se resume el escenario de demanda en consumo desagregado por subsistema y peaje de acceso agregado a partir de la información aportada por las empresas distribuidoras para 2017.

El escenario previsto para 2017 por las empresas distribuidoras implica un aumento de la demanda en consumo del 0,9%, caracterizado por un aumento moderado 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, los peajes de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW en el subsistema balear, los peajes de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW en el subsistema canario y los peajes de baja tensión con potencia contratada superior a 10 kW y el peaje de media tensión con potencia contratada inferior a 450 kW (3.1 A) en el subsistema melillense.

²² El OS no proporciona información sobre el PIB implícito en la variación de la demanda por actividad económica.

Cuadro I.16. 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 2016 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	101.588	3.791	4.746	127	136	110.388
Pc (1) < 10 kW	61.719	1.949	2.722	63	71	66.523
10 kW < Pc ≤ 15 kW	7.929	287	410	5	10	8.642
Pc > 15 kW	31.939	1.555	1.615	60	55	35.224
Media tensión	69.402	1.324	3.087	64	66	73.944
3.1 A	14.423	414	695	13	16	15.561
6.1 A	49.752	910	2.393	51	50	53.156
6.1 B	5.227	-	-	-	-	5.227
Alta tensión	52.110	103	124	-	-	52.338
6.2	17.551	103	124	-	-	17.778
6.3	10.621	-	-	-	-	10.621
6.4 (2)	23.939	-	-	-	-	23.939
Total	223.100	5.219	7.958	191	202	236.670

	Previsión de las empresas para 2017 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	102.293	3.759	4.775	128	135	111.090
Pc (1) < 10 kW	62.355	1.923	2.710	63	71	67.122
10 kW < Pc ≤ 15 kW	7.790	277	415	5	10	8.497
Pc > 15 kW	32.148	1.559	1.650	60	54	35.471
Media tensión	70.268	1.370	3.176	64	66	74.945
3.1 A	14.517	413	704	14	16	15.663
6.1 A	50.458	957	2.473	51	50	53.989
6.1 B	5.293	-	-	-	-	5.293
Alta tensión	52.564	113	129	-	-	52.806
6.2	17.732	113	129	-	-	17.974
6.3	10.649	-	-	-	-	10.649
6.4 (2)	24.183	-	-	-	-	24.183
Total	225.125	5.243	8.080	193	201	238.841

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

Fuente: Empresas y CNMC.

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Traspase Tajo-Segura

Se observa que las previsiones remitidas por los agentes para el ejercicio 2017 son similares a la previsión de la demanda en b.c. del OS en su escenario central para el sistema peninsular pero divergen en la previsión de la demanda para los subsistemas no peninsulares. En particular, el OS espera aumentos de

la demanda en los sistemas no peninsulares superiores a los previstos por las empresas, con la excepción del subsistema canario.

2.3 Previsión de la CNMC de demanda en consumo para 2017

Para el año 2017, el intervalo de variación del PIB se encuentra entre el 1,9% y el 2,6% (Banco de España 2,3; CE 2,6%, FMI 2,2% 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 sus previsiones de la demanda en b.c., cabe señalar que la variación de la demanda en b.c. prevista por el OS para el cierre del ejercicio 2016 y 2017 motivada por la variación de actividad económica asciende a 0,8% en ambos ejercicios, siendo las previsiones de evolución del PIB para 2017 de los distintos organismos más desfavorables que las previstas para el ejercicio 2016.

Por otra parte, las empresas distribuidores estiman un aumento de la demanda superior en el ejercicio 2017 al previsto para el cierre del ejercicio 2016, 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 2017, se ha optado por un escenario de previsión para 2017 inferior al escenario central de demanda previsto por el OS y el escenario previsto por las empresas. En particular, se estima que la demanda en consumo alcanzará 238.231 GWh, superior en un 0,7% a la prevista para el cierre de 2016.

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

Cuadro I.17. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso previstos por la CNMC para 2017. Sistema Nacional

Código	Peaje	Nº Clientes	Potencia Contratada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
TARIFAS DE BAJA TENSION		28.956.364	142.835.940	21.221.694	21.153.364					73.983.570	28.157.298	8.498.555			110.639.422
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	25.020.281	101.023.733							56.524.657					56.524.657
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	2.371.306	11.387.191							3.659.107	6.647.536				10.306.643
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	4.332	21.489							11.207	12.676	15.913			39.796
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	657.241	8.214.027							5.594.760					5.594.760
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	163.248	2.027.356							1.004.801	1.863.589				2.868.389
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	657	7.453							3.501	3.043	3.314			9.858
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	739.299	20.154.691	21.221.694	21.153.364					7.185.537	19.630.455	8.479.327			35.295.319
TARIFAS DE ALTA TENSION		110.824	27.101.571	28.658.133	29.901.208	22.943.603	23.138.641	30.418.255	12.165.635	18.304.084	12.486.177	10.636.053	14.086.726	59.658.441	127.337.116
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	87.598	5.839.413	6.510.209	7.290.371	0	0	0	3.236.428	6.337.259	6.083.806				15.657.493
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	19.380	11.797.934	11.993.697	12.151.011	12.243.747	12.363.948	17.321.876	4.955.587	6.255.013	3.383.269	5.480.326	7.191.759	26.768.643	54.034.598
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	1.171	1.163.419	1.222.635	1.226.857	1.231.568	1.242.600	1.630.894	473.042	638.408	341.471	562.257	781.581	2.495.974	5.292.733
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.617	3.033.810	3.142.714	3.187.405	3.206.743	3.222.163	4.169.806	1.343.368	1.859.519	970.423	1.615.891	2.174.598	10.010.440	17.974.238
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	428	1.647.408	1.873.204	1.893.420	1.972.300	1.995.305	2.300.343	675.784	1.004.350	523.126	911.453	1.194.712	6.352.292	10.661.716
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	630	3.619.587	3.915.673	4.152.144	4.289.246	4.314.623	4.995.336	1.481.427	2.209.535	1.184.083	2.066.125	2.744.076	14.031.092	23.716.338
299	Trasvase Tajo - Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	0	0	0	0	0	254.662	254.662
TOTAL BT + AT		29.067.189	169.937.511	49.879.826	51.054.572	22.943.603	23.138.641	30.574.255	86.149.205	46.461.382	20.984.732	10.636.053	14.086.726	59.913.103	238.231.199

Fuente: CNMC

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

Cuadro I.18. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para 2017. Sistema Peninsular

Código	Peaje	Nº Clientes	Potencia Contratada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
TARIFAS DE BAJA TENSION		26.993.870	132.337.394	19.478.468	19.468.656				68.216.678	25.892.202	7.670.056				101.778.936
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	23.290.392	93.568.863						52.194.069						52.194.069
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	2.263.518	10.853.473						3.487.461	6.359.300					9.846.760
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	4.116	20.358						10.834	12.378	15.721				38.934
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	599.305	7.498.311						5.046.558						5.046.558
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	154.135	1.915.159						945.156	1.753.697					2.698.853
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	596	6.702						3.184	2.793	3.166				9.143
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	681.807	18.474.526	19.478.468	19.468.656				6.529.416	17.764.034	7.651.168				31.944.618
TARIFAS DE ALTA TENSION		107.503	26.001.885	27.534.207	28.765.951	22.163.592	22.356.479	29.599.020	11.635.986	17.361.947	11.771.534	10.244.411	13.645.770	57.677.629	122.337.277
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	85.418	5.500.297	6.154.776	6.931.170				3.004.626	5.859.898	5.611.168				14.475.691
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	18.252	11.081.757	11.269.599	11.421.348	11.510.857	11.629.880	16.426.170	4.674.322	5.817.246	3.154.005	5.109.422	6.774.965	24.928.519	50.458.479
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	1.171	1.163.419	1.222.635	1.226.857	1.231.568	1.242.600	1.630.894	473.042	638.408	341.471	562.257	781.581	2.495.974	5.292.733
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.603	2.989.416	3.098.321	3.141.011	3.159.621	3.174.071	4.090.278	1.326.786	1.832.510	957.683	1.595.154	2.150.435	9.869.752	17.732.320
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	428	1.647.408	1.873.204	1.893.420	1.972.300	1.995.305	2.300.343	675.784	1.004.350	523.126	911.453	1.194.712	6.352.292	10.661.716
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	630	3.619.587	3.915.673	4.152.144	4.289.246	4.314.623	4.995.336	1.481.427	2.209.535	1.184.083	2.066.125	2.744.076	14.031.092	23.716.338
299	Trasvase Tajo - Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	0	0	0	0	0	254.662	254.662
TOTAL BT + AT		27.101.374	158.339.279	47.012.676	48.234.606	22.163.592	22.356.479	29.755.020	79.852.664	43.254.148	19.441.590	10.244.411	13.645.770	57.932.290	224.370.874

Fuente: CNMC

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

Cuadro I.19. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para 2017. Sistema Balear

Código	Peaje	Nº Clientes	Potencia Contratada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
TARIFAS DE BAJA TENSION		717.650	4.490.729	867.062	839.630				2.298.686	1.081.748	378.700				3.759.133
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	588.462	2.916.813						1.666.839						1.666.839
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	66.073	355.601						102.285	153.348					255.633
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	79	505						202	172	116				490
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	25.672	318.801						206.285						206.285
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	5.375	64.883						27.074	43.346					70.420
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	42	526						198	158	101				457
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	31.947	833.599	867.062	839.630				295.804	884.724	378.482				1.559.009
TARIFAS DE ALTA TENSION		1.140	374.927	385.076	389.848	259.508	260.928	346.929	188.484	340.686	215.641	98.393	101.766	538.495	1.483.465
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	755	124.415	131.633	133.267				80.997	174.755	157.237				412.989
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	380	225.168	228.099	229.237	231.437	231.886	302.354	98.162	150.879	52.571	89.063	90.843	475.851	957.370
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	25.344	25.344	27.344	28.071	29.042	44.576	9.325	15.052	5.833	9.330	10.923	62.644	113.107
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Trasvase Tajo - Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		718.790	4.865.656	1.252.137	1.229.478	259.508	260.928	346.929	2.487.170	1.422.434	594.341	98.393	101.766	538.495	5.242.599

Fuente: CNMC

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

Cuadro I.20. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para 2017. Sistema Canario

Código	Peaje	Nº Clientes	Potencia Contratada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
TARIFAS DE BAJA TENSION		1.182.797	5.659.476	799.339	769.804				3.297.557	1.123.673	416.645				4.837.876
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	1.084.181	4.292.834						2.530.213						2.530.213
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	41.586	177.478						69.131	134.528					203.659
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	137	626						171	126	75				372
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	30.230	370.190						328.190						328.190
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	3.692	46.712						32.085	65.489					97.574
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	19	224						119	92	47				258
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	22.952	771.411	799.339	769.804				337.648	923.437	416.523				1.677.609
TARIFAS DE ALTA TENSION		2.073	689.002	702.920	709.507	497.245	497.877	602.970	329.160	579.724	480.914	282.781	329.102	1.384.628	3.386.309
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	1.339	202.201	211.129	213.356				144.769	290.695	303.693				739.157
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	726	467.751	472.742	477.102	478.195	478.826	568.017	177.134	277.071	170.314	271.374	315.862	1.306.585	2.518.340
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)	9	19.050	19.050	19.050	19.051	19.051	34.953	7.257	11.957	6.907	11.408	13.240	78.044	128.811
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Trasvase Tajo - Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		1.184.871	6.348.478	1.502.260	1.479.311	497.245	497.877	602.970	3.626.717	1.703.397	897.559	282.781	329.102	1.384.628	8.224.185

Fuente: CNMC

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

Cuadro I.21. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para 2017. Sistema Ceutí

Código	Peaje	Nº Clientes	Potencia Contratada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
TARIFAS DE BAJA TENSION		30.126	164.800	41.143	39.744				79.951	31.869	16.589				128.409
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	28.040	116.500						63.014						63.014
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	8	56						17	130					147
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0	0						0	0	0				0
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	685	8.508						4.802						4.802
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	6	79						70	204					274
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0	0						0	0	0				0
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	1.387	39.657	41.143	39.744				12.048	31.535	16.589				60.172
TARIFAS DE ALTA TENSION		49	16.587	16.618	16.578	11.587	11.587	11.891	5.862	10.914	8.273	5.174	6.241	27.856	64.320
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	38	5.000	5.031	4.991				2.691	5.670	5.148				13.509
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	11	11.587	11.587	11.587	11.587	11.587	11.891	3.171	5.244	3.125	5.174	6.241	27.856	50.811
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Trasvase Tajo - Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		30.175	181.387	57.761	56.322	11.587	11.587	11.891	85.813	42.783	24.862	5.174	6.241	27.856	192.729

Fuente: CNMC

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

Cuadro I.22. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para 2017. Sistema Melillense

Código	Peaje	Nº Clientes	Potencia Contratada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
TARIFAS DE BAJA TENSION		31.921	183.541	35.681	35.531			90.697	27.806	16.565				135.068	
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	29.205	128.722					70.522						70.522	
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	120	582					214	229					443	
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0	0					0	0	0				0	
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	1.349	18.218					8.925						8.925	
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	40	522					416	852					1.268	
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0	0					0	0	0				0	
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	1.207	35.497	35.681	35.531			10.620	26.725	16.565				53.910	
TARIFAS DE ALTA TENSION		60	19.170	19.311	19.324	11.671	11.770	13.445	6.143	10.814	9.815	5.293	3.847	29.833	65.745
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	48	7.499	7.640	7.587				3.346	6.241	6.560				16.147
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	12	11.671	11.671	11.737	11.671	11.770	13.445	2.797	4.573	3.255	5.293	3.847	29.833	49.598
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Trasvase Tajo - Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		31.981	202.711	54.992	54.855	11.671	11.770	13.445	96.840	38.620	26.380	5.293	3.847	29.833	200.813

Fuente: CNMC

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

Finalmente, la demanda en b.c. prevista para el ejercicio 2017 (265.255 GWh) se ha obtenido imponiendo las pérdidas por subsistema registradas en 2015 (véase Cuadro I.23).

Cuadro I.23. Previsión de la demanda en b.c. para 2017

Sistema	Previsión CNMC de cierre 2016		Previsión CNMC 2017	
	GWh	% variación 16 respecto 15	GWh	% variación 16 sobre 15
Peninsular	248.589	0,2%	250.166	0,6%
No peninsular	14.947	0,4%	15.089	0,9%
Baleares	5.752	-0,8%	5.778	0,5%
Canarias	8.775	1,2%	8.890	1,3%
Ceuta	211	2,7%	213	0,9%
Melilla	210	-1,8%	208	-0,5%
Total Nacional	263.536	0,2%	265.255	0,7%

Fuente: CNMC

ANEXO II: INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2016 Y 2017 DESGLOSADOS ENTRE EL SISTEMA PENINSULAR Y LOS SUBSISTEMAS INSULARES Y PENINSULARES

Cuadro II.1 Ingresos de acceso previstos para el cierre de 2016 a los precios de la Orden IET/2735/2015. Desglose por subsistema

		INGRESOS DE ACCESO					
		PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	TOTAL
	Consumo (GWh)						
BT	110.256	9.250.601	324.758	412.711	11.806	12.926	10.012.802
<i>Pc ≤ 10 kW</i>	66.511	6.491.878	204.240	288.893	7.182	7.989	7.000.183
2.0 A	57.240	5.927.586	190.680	278.455	7.179	7.961	6.411.861
2.0 DHA	9.236	562.907	13.532	10.407	3	29	586.878
2.0 DHS	36	1.385	28	31	0	0	1.444
<i>10 < Pc ≤ 15 kW</i>	8.645	818.752	32.103	40.173	662	1.367	893.057
2.1 A	5.733	636.144	27.203	35.393	651	1.303	700.694
2.1 DHA	2.904	182.036	4.864	4.761	11	64	191.736
2.1 DHS	9	572	35	20	0	0	627
<i>Pc > 15 kW</i>	35.100	1.939.971	88.415	83.645	3.961	3.570	2.119.562
3.0 A	35.100	1.939.971	88.415	83.645	3.961	3.570	2.119.562
MT	74.061	2.557.834	51.444	98.969	2.240	2.567	2.713.054
3.1 A	15.587	774.763	18.372	29.697	664	984	824.480
6.1 A	53.246	1.635.364	33.072	69.272	1.576	1.583	1.740.866
6.1 B	5.227	147.707	0	0	0	0	147.707
AT	52.369	603.778	2.069	1.688	0	0	607.535
6.2	17.779	261.430	2.069	1.688	0	0	265.187
6.3	10.651	134.056	0	0	0	0	134.056
6.4	23.645	207.635	0	0	0	0	207.635
TTS	294	657	0	0	0	0	657
Total	236.686	12.412.213	378.270	513.368	14.046	15.493	13.333.390

Fuente: CNMC

Cuadro II.2 Ingresos de acceso previstos para 2017 a los precios de la Orden IET/2735/2015. Desglose por subsistema

		INGRESOS DE ACCESO					
		PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	TOTAL
	Consumo (GWh)						
BT	110.639	9.231.688	323.374	410.101	11.843	12.934	9.989.940
<i>Pc ≤ 10 kW</i>	<i>66.871</i>	<i>6.502.378</i>	<i>204.595</i>	<i>286.083</i>	<i>7.210</i>	<i>8.038</i>	<i>7.008.304</i>
2.0 A	56.525	5.857.628	184.351	274.712	7.206	8.002	6.331.900
2.0 DHA	10.307	643.254	20.211	11.337	3	36	674.841
2.0 DHS	40	1.496	32	35	0	0	1.563
<i>10 < Pc ≤ 15 kW</i>	<i>8.473</i>	<i>802.069</i>	<i>31.518</i>	<i>40.631</i>	<i>665</i>	<i>1.387</i>	<i>876.270</i>
2.1 A	5.595	622.731	26.002	35.278	654	1.322	685.985
2.1 DHA	2.868	178.732	5.474	5.333	11	65	189.616
2.1 DHS	10	606	42	21	0	0	668
<i>Pc > 15 kW</i>	<i>35.295</i>	<i>1.927.242</i>	<i>87.262</i>	<i>83.386</i>	<i>3.968</i>	<i>3.509</i>	<i>2.105.367</i>
3.0 A	35.295	1.927.242	87.262	83.386	3.968	3.509	2.105.367
MT	74.985	2.552.516	51.063	98.802	2.259	2.547	2.707.187
3.1 A	15.657	769.665	17.898	29.608	672	965	818.808
6.1 A	54.035	1.634.739	33.165	69.194	1.587	1.583	1.740.268
6.1 B	5.293	148.111	0	0	0	0	148.111
AT	52.607	604.566	2.178	1.681	0	0	608.425
6.2	17.974	262.102	2.178	1.681	0	0	265.961
6.3	10.662	134.032	0	0	0	0	134.032
6.4	23.716	207.815	0	0	0	0	207.815
TTS	255	617	0	0	0	0	617
Total	238.231	12.388.770	376.615	510.584	14.102	15.482	13.305.552

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 2016 y 2017.

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

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

- Precio del mercado
 - El precio medio aritmético del mercado previsto para 2016 (36,92 €/MWh) es el resultado de considerar la media aritmética de los precios registrados en el mercado diario entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2016, la media aritmética de las de los contratos de carga base mensuales de octubre, noviembre y diciembre de OMIP.
 - El precio de mercado previsto para 2017 (42,31 €/MWh) se ha calculado como la media aritmética por la energía negociada de las cotizaciones diarias de los contratos de producto base anual de OMIP en el periodo comprendido entre el 18 de abril y el 17 de octubre de 2016.
 - Los precios se han apuntado por tecnología según el apuntamiento histórico registrado (se consideran los ingresos debidos a todos los segmentos, a excepción de pagos por capacidad).

- Cobertura de la demanda en 2016 y 2017

La generación por tecnología prevista para el ejercicio 2016 y 2017, 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 2016 y 2017*²³ (para mayor información véase epígrafe 5).

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

Año	Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (miles €)
2016	1.344.704
2017	1.516.717

Fuente: CNMC

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

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

No obstante, lo anterior teniendo en cuenta la naturaleza del impuesto, se espera cierta estabilidad en el importe, por lo que para el cierre del ejercicio 2016 y 2017 se estima un importe equivalente al impuesto liquidado en el periodo comprendido entre septiembre de 2015 y agosto de 2016 (265.734 miles de euros).

²³ El objeto del informe es dar respuesta a los mandatos establecidos en los artículos 63 y 64 de la Ley 18/2014, el artículo 13 de la Orden ECO/2692/2002 y la Disposición adicional undécima de la Orden ITC/3520/2009, relativos a la remisión al Ministerio de Industria, Energía y Turismo de la previsión del desvío del ejercicio 2015, la propuesta de retribución de las actividades de distribución, transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo (desagregada por empresa titular) y la previsión de ingresos para el año siguiente, todo ello a efectos de su consideración en la elaboración de la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso del gas natural.

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

Año	Impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado (miles de €)
2016	265.734
2017	265.734

Fuente: CNMC y OS

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

Análogamente al impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos, esta Comisión no dispone de la información necesaria para poder realizar una estimación de los ingresos procedentes del impuesto sobre el almacenamiento del combustible nuclear *gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas*, por lo que, teniendo en cuenta la naturaleza del impuesto, para el cierre del ejercicio 2016 y 2017 se estima un importe equivalente al impuesto liquidado en el periodo comprendido entre septiembre de 2015 y agosto de 2016 (5.990 miles de euros).

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

Año	Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear (miles de €)
2016	5.990
2017	5.990

Fuente: CNMC y OS

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

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

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

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 198/2015²⁴, según la cual las cuencas intracomunitarias representan el 7,2% de la potencia instalada.

Para 2016 se estima una recaudación de 256.018 miles de euros, suponiendo en 2016 la producción hidráulica del último año móvil (octubre 2015–septiembre 2016). Para 2017 se considera la previsión del Operador del Sistema, con lo que se estiman unos ingresos de 288.174 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 €)
2016	256.018
2017	288.174

Fuente: CNMC y OS

5 Ingresos procedentes de impuestos especiales

Los ingresos procedentes de los impuestos especiales sobre los hidrocarburos y el carbón se han estimado teniendo en cuenta la cobertura de la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2016 y 2017 en el sector eléctrico y la estructura de la demanda de gas natural prevista por la CNMC para el cierre del ejercicio 2016 y 2017.

²⁴ Disponible en http://transparencia.gob.es/es_ES/buscar/contenido/normavigente/NormaEV03D2-20151101

En particular, en la cobertura de la demanda en b.c. prevista para el cierre del 2016 y 2017 se ha considerado:

- La producción renovable prevista por la CNMC para el cierre del ejercicio 2016 y 2017.
- La producción de centrales de ciclos combinados es consistente con la contenida en el informe *Previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2016 y 2017*.
- La producción de las centrales de carbón prevista para 2016 se corresponde con la registrada en los últimos doce meses (octubre 2015-septiembre 2016), mientras que la producción de las centrales de carbón prevista para 2017 se ha estimada por la CNMC teniendo en cuenta impacto de la Directiva de emisiones industriales.
- La producción de las centrales nucleares se corresponde con la previsión del OS para el cierre del ejercicio 2016 y 2017.
- La producción de las centrales hidráulicas prevista para 2016 se corresponde con la registrada en los últimos doce meses (octubre 2015-septiembre 2016), mientras que la producción para 2017 se corresponde con la previsión del OS.
- El consumo de los bombeos y el saldo físico internacional se corresponde con las previsiones del OS para el cierre del ejercicio 2016 y 2017.

La estructura de la demanda de gas natural prevista por la CNMC para el cierre de 2016 y 2017 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 2016 y 2017*.

En ambos casos, se ha incluido la previsión de impuestos sobre los combustibles utilizados en la generación eléctrica en los sistemas no peninsulares (exceptuando el gas natural) y sobre el consumo de gas natural, tanto para uso industrial, incluyendo generación eléctrica, como para uso doméstico. Se ha considerado que las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración y tratamiento de residuos consumen un 88% de gas natural, un 11% de fuel, un 0,5% de gasoil y un 0,5% de carbón, en la península, y un 72% de gas natural y un 28% de gasoil en los territorios no peninsulares (de acuerdo con los cuadros de ventas de energías renovables, cogeneración y residuos en 2015, publicados por esta Comisión).

Cuadro III.5. Previsión de los impuestos especiales

Año	Impuestos especiales sobre los hidrocarburos (miles €)	Impuesto especial sobre el carbón (miles €)
2016	400.028	247.155
2017	408.550	276.900

Fuente: CNMC y OS

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

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

Los ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión previstos para el cierre del ejercicio 2016 y 2017 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 2016 ascienden a 340 M€, de los cuales el 90% estarían destinados al sector eléctrico (esto es, 306 M€). Los ingresos previstos por la subasta de CO₂ para 2017 ascienden a 465 M€, lo que daría lugar a unos ingresos 418,5 M€ para el sector eléctrico.

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

Año	Ingresos por las subasta de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (miles €)
2016	306.000
2017	418.500

Fuente: Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente

7 Previsión de ingresos procedentes de la ley 15/2012 y las subastas de los derechos de CO2 para el cierre del ejercicio 2016 y 2017

De acuerdo con todo lo anterior, se estima que los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 previstos para el cierre de 2016 y 2017 ascenderían a 2.826 M€ y 3.181 M€ anuales, respectivamente, tal y como resume en el Cuadro III.7. En el Cuadro III.8 y Cuadro III.9 se presenta con mayor detalle.

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

	2016	2017
TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	2.519.630	2.762.066
<i>Recaudación Impuesto sobre la producción</i>	1.344.704	1.516.717
<i>Impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado</i>	265.734	265.734
<i>Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado</i>	5.990	5.990
<i>Recaudación canon hidráulico</i>	256.018	288.174
<i>Recaudación Estado Impuesto carbón</i>	247.155	276.900
<i>Recaudación Estado II.EE. Hidrocarburos</i>	400.028	408.550
INGRESOS SUBASTAS EMISIONES CO2	306.000	418.500
TOTAL	2.825.630	3.180.566

Fuente: CNMC

Cuadro III.8. 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	Recaudación Estado Impuesto Carbón (Miles €)	Recaudación Estado I.IEE hidrocarburos (Miles €)	Recaudación Impuesto nuclear (Miles €)	Canon hidráulico €/MWh	Recaudación canon hidráulico (Miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (Miles €)
Generación Eléctrica Peninsular	Nuclear	55.070	36	2.002.179	140.153				271.724			411.877
	Hidráulica	31.530	39	1.239.846	86.789					0,20	248.124	334.913
	Bombeo generación	3.503	54	188.784	13.215					0,02	3.865	17.080
	Carbón	34.989	53	1.867.813	130.747	6,69	233.926					364.673
	CCGT	21.678	80	1.739.685	121.778							121.778
	Resto hidráulica	6.390	35	221.419	15.499					0,02	4.028	19.528
	Eólica	50.327	30	1.520.206	106.414							106.414
	Solar fotovoltaica	7.591	39	298.353	20.885							20.885
	Solar térmica	4.816	39	189.281	13.250							13.250
	Térmica renovable	6.360	38	242.890	17.002							17.002
	Cogeneración y tratamiento de residuos	25.025	38	955.664	66.896	0,38		9.538				76.435
	RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA	0		6.372.130	446.049							446.049
	PAGOS POR CAPACIDAD	-		419.343	29.354							29.354
Generación Eléctrica Territorios No Peninsulares	Producción exenta IIEE	8.492	142	1.207.030	84.492							84.492
	Producción - Gas Natural	924	142	131.378	9.196	-						9.196
	Producción -Carbón	1.979	142	281.253	19.688	6,69	13.229					32.917
	Producción - Fuel	883	142	125.497	8.785	3,08		2.718				11.503
	Producción - Gasoil	248	142	35.227	2.466	5,76		1.427				3.893
	Rég. Retr. específico exento IIEE	1.106	37	40.828	2.858							2.858
	Rég. Retr. específico - Gas Natural	23	37	847	59							59
	Rég. Retr. específico - Gasoil	9	37	333	23	5,76		52				75
RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA	-		130.076	9.105							9.105	
Gas Natural	GN CCGT	52.166				2,34		122.068				122.068
	GN cogeneración	8.916				1,44		12.839				12.839
	GN uso industrial	182.526				0,54		98.564				98.564
	GN uso doméstico	65.309				2,34		152.822				152.822
					1.344.704		247.155	400.028	271.724		256.018	2.519.630

Cuadro III.9. Estimación de la recaudación total anual por aplicación de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012. Año 2017

2017	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	52.762	42	2.198.294	153.881				271.724			425.605
	Hidráulica	30.967	45	1.395.482	97.684					0,20	279.271	376.954
	Bombeo generación	3.441	62	212.482	14.874					0,02	4.351	19.224
	Carbón	39.438	61	2.412.644	168.885	6,69	263.671					432.556
	CCGT	23.342	92	2.146.634	150.264							150.264
	Resto hidráulica	6.302	40	250.235	17.516					0,02	4.553	22.069
	Eólica	49.518	35	1.714.138	119.990							119.990
	Solar fotovoltaica	7.726	45	348.001	24.360							24.360
	Solar térmica	4.953	45	223.110	15.618							15.618
	Térmica renovable	6.582	44	288.069	20.165							20.165
Cogeneración y tratamiento de residuos	24.277	44	1.062.469	74.373	0,38		9.253				83.626	
RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA		0	-	7.101.302	497.091							497.091
PAGOS POR CAPACIDAD		-	-	403.514	28.246							28.246
Generación Eléctrica Territorios No Peninsulares	Producción exenta IIEE	8.609	137	1.181.792	82.725							82.725
	Producción - Gas Natural	881	137	120.958	8.467							8.467
	Producción -Carbón	1.979	137	271.629	19.014	6,69	13.229					32.243
	Producción - FUEL	883	137	121.203	8.484	3,08		2.718				11.203
	Producción - Gasoil	248	137	34.022	2.382	5,76		1.427				3.808
	Rég. Retr. específico exento IIEE	1.121	42	47.424	3.320							3.320
	Rég. Retr. específico - Gas Natural	22	42	939	66							66
	Rég. Retr. específico - Gasoil	9	42	369	26	5,76		50				76
	RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA		-	-	132.679	9.288						
Gas Natural	GN CCGT	55.801				2,34		130.574				130.574
	GN cogeneración	9.382				1,44		13.511				13.511
	GN uso industrial	183.598				0,54		99.143				99.143
	GN uso doméstico	64.903				2,34		151.874				151.874
					1.516.717	276.900		408.550	271.724	288.174		2.762.066

ANEXO IV. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2016 Y 2017

ANEXO IV. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2016 Y 2017

1 Retribución del transporte

En este apartado se muestran los resultados de los cálculos de la retribución del transporte para 2017 por aplicación del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

Los cálculos realizados se han llevado a cabo sobre los inventarios auditados de instalaciones remitidos por las empresas titulares de instalaciones de transporte, en base a los formatos y criterios establecidos en la Resolución de la DGPEM, de 28 de abril de 2016, por la que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para la remisión del inventario auditado de instalaciones de transporte de energía eléctrica cuya puesta en servicio haya sido anterior al 1 de enero de 2016.

Se resalta que, a la fecha de emisión de este informe, por problemas en los desarrollos informáticos que soportan los cálculos retributivos, para Red Eléctrica de España, S.A. (REE) no se ha podido cotejar en detalle dicho inventario de instalaciones 2015 ni con la información obrante en la CNMC de anteriores ejercicios, ni con la auditoria externa de las instalaciones puestas en servicio en el año 2015 presentada por REE en cumplimiento de la Resolución de la DGPEM, de 12 de mayo de 2016, por la que se establece una “Auditoría Externa sobre las inversiones en instalaciones de distribución y transporte efectuadas durante el año 2015”. Una vez pueda realizarse dicho cotejo con toda la información disponible, se estará en condiciones de elevar los cálculos definitivos de la retribución de la actividad de transporte para el año 2017.

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

Sobre la base de todo lo anterior, la retribución de la actividad de transporte para el año 2017, sin incentivo a la disponibilidad, sería la que se refleja en el siguiente cuadro:

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

Nombre empresa	Retribución 2017 (miles de €)
RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.	1.697.219
GAS NATURAL FENOSA, S.A.	26.889
VAL DE SOLLER	655
ESTABANELL Y PAHISA	207
TOTAL	1.724.970

Fuente: CNMC

Por su parte, como previsión del importe del **incentivo de disponibilidad** se ha tomado el recogido en la Orden IET/981/2016 correspondiente al ejercicio 2016, que alcanza un valor de 7.511 miles de €

Sobre la base de todo lo anterior, a la fecha, la mejor previsión para la **retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica** se elevaría a **1.732.481 miles de €**.

2 Retribución de distribución

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 para 2017 resulta de aplicar el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Los cálculos realizados se han llevado a cabo sobre la base de la retribución fijada para estas empresas distribuidoras en la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, y los importes que, para el ejercicio 2015, figuran en Planes de inversión 2015-2017 aprobados a estas empresas distribuidoras mediante las correspondientes Resoluciones de la DGPEM. Esto ha sido así porque, a la fecha de emisión de este informe, por problemas en los desarrollos informáticos que soportan los cálculos retributivos, los citados Planes de inversión son la única fuente disponible para el cálculo de la retribución de 2017. Una vez pueda utilizarse la información contenida tanto en los inventarios auditados de instalaciones 2015 como en las auditorías externas de las instalaciones puestas en servicio en el año 2015, presentados por las empresas distribuidoras en cumplimiento de las Resoluciones de la DGPEM de 28 de abril de 2016 y de 12 de mayo de 2016, respectivamente, se estará en

condiciones de elevar los cálculos definitivos de la retribución de la actividad de distribución para el año 2017.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, la retribución de la actividad de distribución para el año 2017, sin incentivos, correspondiente a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes conectados a sus redes sería la que se refleja en el cuadro inferior.

Cuadro IV. 2. Retribución de la distribución para 2017

Nombre empresa	Retribución 2017 (miles de €)
ENDESA	2.014.959
IBERDROLA	1.675.457
UNIÓN FENOSA	726.780
VIESGO	156.424
HIDROCANTÁBRICO	183.960
BEGASA	51.446
TOTAL	4.809.026

Fuente: CNMC

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

El Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, en su disposición transitoria segunda, sobre adaptación al nuevo modelo para empresas con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes, recoge que dichas empresa podrán solicitar de forma motivada a la DGPEM un plazo de hasta la mitad de un periodo regulatorio para hacer converger la retribución resultante de la aplicación de la metodología establecida en el anexo II del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, a la retribución derivada de la aplicación de la metodología contenida en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre.

Una vez publicada la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016, varias empresas de este colectivo han solicitado la aplicación de lo dispuesto en la citada disposición. En los cálculos ahora realizados se han tenido en cuenta tales convergencias retributivas, todo ello de acuerdo con las correspondientes Resoluciones de la DGPEM.

Los cálculos realizados se han llevado a cabo sobre la base de la retribución fijada para estas empresas distribuidoras en la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, con las particularidades apuntadas en el párrafo anterior, y el 50% de los

importes que figuran en Planes de inversión bienales 2015-2016 aprobados a estas empresas distribuidoras mediante las correspondientes Resoluciones de la DGPEM. Esto ha sido así porque, a la fecha de emisión de este informe, por problemas en los desarrollos informáticos que soportan los cálculos retributivos, los citados Planes de inversión son la única fuente disponible para el cálculo de la retribución de 2017. Una vez pueda utilizarse la información contenida tanto en los inventarios auditados de instalaciones 2015 como en las auditorías externas de las instalaciones puestas en servicio en el año 2015, presentados por las empresas distribuidoras en cumplimiento de las Resoluciones de la DGPEM de 28 de abril de 2016 y de 12 de mayo de 2016, respectivamente, se estará en condiciones de elevar los cálculos definitivos de la retribución de la actividad de distribución para el año 2017.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, la retribución de la actividad de distribución para el año 2017, sin incentivos, correspondiente a las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes arroja un resultado de 384.078 miles de €.

2.3 Incentivo (bonificación o penalización) a la reducción de pérdidas, a la mejora de calidad y a la reducción del fraude

En cuanto a los importes previstos para los incentivos a la mejora de la calidad de servicio, a la reducción de pérdidas y a la detección de fraudes, se han tomado los calculados para el ejercicio 2016. De este modo, la previsión del incentivo a la mejora de la calidad sería de 9.506 miles de €, para la detección del fraude sería de 6.939 miles de € y para la reducción de pérdidas sería de -51.959 miles de euros, luego la previsión para el ejercicio 2017 de todos los incentivos sería -35.514 miles de €.

Sobre la base de todo lo anterior, a la fecha, la mejor previsión para la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica se elevaría a 5.157.590 miles de €.

3 Retribución de la energía eléctrica producida a partir de fuentes renovables, de cogeneración y residuos

3.1 Previsión de la retribución de cierre 2016 y 2017

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 2016 y 2017.

En las previsiones para los años 2016 y 2017 han de tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

- 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 2016 y 2017, 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.

- Para la estimación de la energía generada en los años 2016 y 2017 (GWh/año), se han utilizado datos relativos a los años 2014 y 2015 y se ha considerado la tendencia observada a partir de los datos provisionales obtenidos entre enero y julio de 2016.
- 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 notable 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 previsión para el año 2017 se corresponde con un nuevo semiperiodo regulatorio. Para efectuar esta previsión, la CNMC únicamente ha contado con la consideración de las fórmulas especificadas en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio y los datos publicados en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, así como con información publicada por la propia CNMC y el Operador del Mercado, no contando con la información necesaria para hacer un cálculo exacto de la actualización de los parámetros retributivos para cada una de las instalaciones tipo.

Al respecto, cabe destacar la relevancia del precio de mercado previsto para los años futuros. La previsión se ha hecho con la estimación del precio a futuro con base a los datos disponibles para los años 2017 y siguientes. Dado el impacto de los precios implícitos en la retribución específica, estos precios podrán ser objeto de revisión a efectos del informe preceptivo sobre la propuesta de peajes de acceso para 2017.

En Cuadro IV. 3 y el Cuadro IV. 4 se muestra para el cierre del ejercicio 2016 y 2017 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. 3. Previsión para el cierre de 2016 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 31/12/2016 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	6.046	23.475	61	926	987
SOLAR FV	4.675	7.975	2.282	152	2.435
SOLAR TE	2.300	4.816	1.082	188	1.270
EOLICA	23.020	50.751	1.255	0	1.255
HIDRAULICA	2.102	6.394	75	0	75
BIOMASA	744	3.399	145	135	280
RESIDUOS	754	3.254	80	25	105
TRAT. RESIDUOS	628	1.582	1	93	94
TOTAL	40.269	101.646	4.982	1.520	6.502

Península					
Tecnología	Potencia a 31/12/2016 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	6.002	23.443	61	924	985
SOLAR FV	4.431	7.591	2.176	145	2.322
SOLAR TE	2.300	4.816	1.082	188	1.270
EOLICA	22.864	50.327	1.252	0	1.252
HIDRAULICA	2.102	6.390	75	0	75
BIOMASA	738	3.390	145	135	280
RESIDUOS	677	2.970	69	25	94
TRAT. RESIDUOS	628	1.582	1	93	94
OTRAS TEC. RENOV.	5	0	0	0	0
TOTAL	39.747	100.508	4.861	1.511	6.372

Baleares					
Tecnología	Potencia a 31/12/2016 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	11	32	0	2	2
SOLAR FV	78	119	35	2	37
SOLAR TE	0	0	0	0	0
EOLICA	4	6	0	0	0
HIDRAULICA	0	0	0	0	0
BIOMASA	2	1	0	0	0
RESIDUOS	75	277	11	0	11
TRAT. RESIDUOS	0	0	0	0	0
OTRAS TEC. RENOV.	0	0	0	0	0
TOTAL	169	434	47	4	51

Canarias					
Tecnología	Potencia a 31/12/2016 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	33	0	0	0	0
SOLAR FV	166	265	71	5	76
SOLAR TE	0	0	0	0	0
EOLICA	153	419	3	0	3
HIDRAULICA	0	4	0	0	0
BIOMASA	3	8	0	0	0
RESIDUOS	0	0	0	0	0
TRAT. RESIDUOS	0	0	0	0	0
OTRAS TEC. RENOV.	0	0	0	0	0
TOTAL	356	696	74	5	79

Ceuta y Melilla					
Tecnología	Potencia a 31/12/2016 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SOLAR FV	0,06	0,08	0,03	0,00	0,03
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	2,17	7,87	0,14	0,00	0,14
TRAT. RESIDUOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OTRAS TEC. RENOV.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	2,23	7,94	0,18	0,00	0,18

Fuente: CNMC

Cuadro IV. 4. Previsión 2017 de potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos

TOTAL NACIONAL					
Tecnología	Potencia a 31/12/2017 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	6.046	22.701	56	1.267	1.323
SOLAR FV	4.675	8.117	2.262	207	2.469
SOLAR TE	2.300	4.953	1.102	224	1.326
EOLICA	23.020	49.936	1.343	0	1.343
HIDRAULICA	2.102	6.306	65	12	77
BIOMASA	744	3.466	130	156	286
RESIDUOS	754	3.425	86	50	136
TRAT. RESIDUOS	628	1.607	1	130	131
TOTAL	40.269	100.511	5.044	2.047	7.091

Península					
Tecnología	Potencia a 31/12/2017 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	6.002	22.670	55	1.265	1.320
SOLAR FV	4.431	7.726	2.158	198	2.356
SOLAR TE	2.300	4.953	1.102	224	1.326
EOLICA	22.864	49.518	1.340	0	1.340
HIDRAULICA	2.102	6.302	65	12	77
BIOMASA	738	3.457	130	156	286
RESIDUOS	677	3.125	73	50	123
TRAT. RESIDUOS	628	1.607	1	130	131
OTRAS TEC. RENOV.	5	0	0	0	0
TOTAL	39.747	99.359	4.924	2.034	6.958

Baleares					
Tecnología	Potencia a 31/12/2017 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	11	31	0	3	3
SOLAR FV	78	121	34	3	37
SOLAR TE	0	0	0	0	0
EOLICA	4	6	0	0	0
HIDRAULICA	0	0	0	0	0
BIOMASA	2	1	0	0	0
RESIDUOS	75	291	12	0	12
TRAT. RESIDUOS	0	0	0	0	0
OTRAS TEC. RENOV.	0	0	0	0	0
TOTAL	169	450	47	6	53

Canarias					
Tecnología	Potencia a 31/12/2017 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	33	0	0	0	0
SOLAR FV	166	270	70	7	76
SOLAR TE	0	0	0	0	0
EOLICA	153	412	3	0	3
HIDRAULICA	0	4	0	0	0
BIOMASA	3	8	0	0	0
RESIDUOS	0	0	0	0	0
TRAT. RESIDUOS	0	0	0	0	0
OTRAS TEC. RENOV.	0	0	0	0	0
TOTAL	356	694	73	7	79

Ceuta y Melilla					
Tecnología	Potencia a 31/12/2017 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SOLAR FV	0,06	0,08	0,03	0,00	0,03
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	2,17	8,28	0,15	0,00	0,15
TRAT. RESIDUOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OTRAS TEC. RENOV.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	2,23	8,36	0,18	0,00	0,19

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 9/2013, el 14 de julio de 2013 y la entrada en vigor de las disposiciones necesarias para la plena aplicación del nuevo régimen jurídico y económico de la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos con régimen económico primado. Por tanto, el periodo transitorio se aplicó a la energía producida entre

el 14 de julio de 2013 y el 31 de mayo de 2014. La disposición transitoria octava del Real Decreto 413/2014 definía la metodología para realizar estas reliquidaciones, estableciendo cantidades máximas mensuales a facturar que dependían de la retribución que recibiera cada instalación. Aunque posteriormente se modificó la redacción de la citada disposición transitoria para agilizar la recuperación de estas cantidades.

A la fecha de elaboración del presente informe, se han recuperado por este concepto 235 M€ correspondientes al ejercicio 2015 y se estiman en 25,3 M€ y 3,5 M€ los ingresos previstos por este concepto para el cierre de 2016 y para 2017, respectivamente. En la estimación no se ha tenido en cuenta a las instalaciones de tratamiento y reducción de purines, dado que la Sentencia de 20 de junio de 2016²⁵, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo ha declarado la nulidad de los Anexos II y VIII de la Orden IET/1045/2014.

4 Retribución adicional de la producción en los sistemas no peninsulares

En este epígrafe se estiman los costes de generación de las instalaciones enmarcadas en la “categoría A”²⁶, de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 (‘Ámbito de aplicación’) del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio²⁷ (RD 738/2015), en los sistemas eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) para los ejercicios 2015 al 2017, cuantificando, en cada caso, la compensación incurrida y prevista con incidencia en la previsión de la tarifa de sector eléctrico para el año 2017.

A estos efectos, se hace notar que las citadas plantas encuadradas en la “categoría A” se corresponderían con los grupos de producción térmica convencional a partir de combustibles fósiles y la instalación hidroeléctrica de Gorona del Viento, en aplicación de lo establecido en las disposiciones transitorias quinta (‘Régimen transitorio para determinadas instalaciones de

²⁵ Sentencia de 20 de junio de 2016, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, que declara la nulidad de los Anexos II y VIII de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, en la parte referida a las instalaciones de tratamiento y reducción del purín en cuanto a los valores y parámetros relativos a costes de inversión y de explotación, así como en la ponderación de otros ingresos de explotación y del autoconsumo; debiendo aprobar la Administración en el plazo de cuatro meses la regulación sustitutiva de la que ahora se declara nula.

²⁶ Dentro de esta categoría se incluyen los grupos de generación hidroeléctricos no fluyentes y térmicos que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica, así como las instalaciones de cogeneración de potencia neta superior a 15 MW.

²⁷ 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.

producción categoría A'), sexta ('Regímenes retributivos de instalaciones con autorización de explotación definitiva de fecha anterior al 1 de enero de 2012 solicitados con anterioridad a la entrada en vigor del presente Real Decreto') y undécima ('Regímenes retributivos otorgados con anterioridad a la entrada en vigor del presente Real Decreto') del citado RD 738/2015, y sin perjuicio de lo previsto en la disposición adicional décima ('Retribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica con régimen económico primado otorgado con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y de las instalaciones con régimen retributivo específico al amparo de la disposición adicional cuarta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio') del mismo Real Decreto.

4.1 Previsión de cierre 2016

En coherencia con las previsiones de la CNMC de la demanda en b.c. y la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para el cierre del ejercicio 2016, se estima que la producción de energía eléctrica en b.c. a partir de instalaciones "categoría A" en los TNP durante dicho año alcance los 12,5 TWh.

Los costes totales de generación se estiman en 1.905 M€ (costes fijos 535 M€ y costes variables 1.370 M€), los cuales han sido determinados sobre la base de las liquidaciones mensuales e intermedias realizadas por el OS para el periodo enero-agosto de 2016 y las previsiones para el periodo septiembre-diciembre de dicho año que figuran en el documento «*Evolución de la demanda y previsión de la cobertura: Cierre del año 2016 y previsión de 2017 en TNP, Balear, Canario y Ceuta y Melilla*» elaborado por el citado operador en respuesta a la solicitud de información de la CNMC, una vez modificadas por un factor de corrección calculado en coherencia con la previsiones de demanda efectuadas por la CNMC.

Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (1.370 M€) es la suma de i) por un lado, los costes variables de generación (1.216 M€²⁸) y ii) por otro lado, los peajes de acceso a la producción, los pagos para la financiación del OS, el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica del 7% y, en su caso, los impuestos especiales (sobre el carbón y los hidrocarburos), conceptos que conjuntamente ascenderían a 155 M€; todo ello conforme con lo dispuesto en el artículo 36 y la Disposición transitoria tercera del RD 738/2015.

Los ingresos reconocidos a las instalaciones "categoría A" en los TNP en el año 2016 en concepto de liquidación por venta de energía a Precio Medio Peninsular (PMP) alcanzan un total de 607 M€, los cuales se desglosan por

sistemas en 212 M€ correspondientes a Baleares, 377 M€ a Canarias y 19 M€ a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Como se ha indicado, el precio medio del mercado diario estimado para 2016 es de 36,92 €/MWh, el cual ha sido obtenido con los precios medios aritméticos mensuales publicados por OMIE entre enero y septiembre de 2016 y de los precios base de los futuros publicados por OMIP para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2016. Este precio peninsular se corrige en cada sistema no peninsular según el factor de apuntamiento ajustado al perfil de carga horario registrado en 2015, lo cual da lugar a precios de 52,45 €/MWh en Baleares, 46,64 €/MWh en Canarias y 46,23 €/MWh en Ceuta y Melilla.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2016 asciende a 1.298 M€, (329 M€ correspondientes a Baleares, 893 M€ a Canarias y 76 M€ a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 1.905 M€ menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a precio medio peninsular, 607 M€.

El Cuadro IV.5 recoge para los sistemas eléctricos de Baleares, Canarias y Ceuta y Melilla, la producción medida en GWh, el coste total de generación en millones de euros (desglosado en costes fijos y costes variables), los ingresos reconocidos en despacho por el OS, así como el importe en millones de euros correspondiente a la retribución adicional.

Cuadro IV.5. Retribución específica de los sistemas eléctricos no peninsulares prevista para el cierre de 2016

Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	4.034	8.079	412	12.525
Coste generación SNP (A)	M€	540	1.270	95	1.905
Retribución costes fijos	M€	208	287	41	535
Retribución costes variables	M€	332	983	55	1.370
Costes variables de generación (1)	M€	273	895	48	1.216
Peaje de acceso	M€	2	4	0	6
Financiación OS	M€	1	1	0	2
Impuestos especiales	M€	22	0	0	22
Impuesto a la producción (7%)	M€	35	83	6	125
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	M€	212	377	19	607
Retribución adicional SNP (A) - (B)	M€	329	893	76	1.298
Financiada con cargo a PGE	M€	164	446	38	649
Financiada con cargo a peajes de acceso	M€	164	446	38	649

Fuente: CNMC

(1) Incluye el importe de los derechos de emisión, según lo previsto en los artículos 61 y 66 del RD 738/2015

Cabe señalar que la retribución adicional de los TNP prevista para el cierre del ejercicio 2016 (1.298 M€) es inferior a la que establece el artículo 7 de la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre²⁹, (1.481 M€)³⁰ motivado fundamentalmente por la aplicación en el cálculo de esta retribución de la metodología y parámetros establecidos por el RD 738/2015.

4.2 Previsión 2017

Los datos del ejercicio 2017 no se corresponden con los que figuran en el «Acuerdo por el que se aprueba la memoria acreditativa para la previsión de la compensación presupuestaria de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares en el ejercicio 2017 [INF/DE/076/16]» aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, en su sesión de 31 de mayo de 2016, porque a la fecha de elaboración de dicha previsión no se había realizado aún liquidación alguna de los coste de generación no peninsulares de acuerdo con lo establecido en el RD 738/2015. En efecto, no fue hasta la segunda mitad del mes de julio cuando se produjo la implementación por parte del OS de los parámetros retributivos fijados por dicha norma.

Esta nueva previsión, inferior a la proporcionada en mayo y más próxima a la actual previsión de cierre para 2016, se basa en la estimación para el 2017 remitida por el OS en el marco de la elaboración de este informe durante el pasado mes de septiembre, que figura en el documento «*Evolución de la demanda y previsión de la cobertura: Cierre del año 2016 y previsión de 2017 en TNP, Balear, Canario y Ceuta y Melilla*», si bien los costes variables han sido adaptados conforme a la previsión de la demanda no peninsular considerada por la CNMC, ligeramente inferior a la contemplada por el OS. Los precios de los combustibles utilizados en dicha estimación son los últimos publicados mediante Resolución de 4 de diciembre de 2015, de la DGPEM, de aplicación en la liquidación del primer semestre de 2015.

En consecuencia, y de conformidad con las previsiones de la CNMC de la demanda en b.c. y la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para el ejercicio 2017, se estima que la producción de energía eléctrica en b.c. a partir de instalaciones “categoría A” en los TNP durante dicho año alcance los 12,6 TWh.

²⁹ Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

³⁰ Esta cantidad es coincidente con la que figura en el «Acuerdo por el que se aprueba la Memoria acreditativa para la previsión de la compensación presupuestaria de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares en el ejercicio 2016» aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, en su sesión de 11 de junio de 2015.

Los costes totales de generación se estiman en 1.851 M€ (costes fijos 462 M€ y costes variables 1.389 M€). Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (1.389 M€) es la suma de i) por un lado, los costes variables de generación (1.238 M€) y ii) por otro lado, los peajes de acceso a la producción, los pagos para la financiación del OS, el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica del 7% y, en su caso, los impuestos especiales (sobre el carbón y los hidrocarburos), conceptos que conjuntamente ascenderían a 151 M€; todo ello conforme con lo dispuesto en el artículo 36 y la Disposición transitoria tercera del RD 738/2015.

Los ingresos reconocidos a las instalaciones “categoría A” en los TNP en el año 2017 en concepto de liquidación por venta de energía a precio medio peninsular alcanzan un total de 696 M€, los cuales se desglosan por sistemas en 239 M€ correspondientes a Baleares, 436 M€ a Canarias y 22 M€ a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

El precio medio peninsular estimado para 2017 es igual a 42,31 €/MWh y se ha obtenido a partir de la media aritmética de las cotizaciones de los futuros anuales correspondientes a dicho año, negociados en el mercado de futuros de electricidad organizado por OMIP durante el periodo comprendido entre el 18 de abril y el 17 de octubre de 2016. Este precio peninsular se corrige en cada sistema no peninsular según el factor de apuntamiento ajustado al perfil de carga horario registrado en 2015, lo cual da lugar a precios de 59,81 €/MWh en Baleares, 53,18 €/MWh en Canarias y 52,72 €/MWh en Ceuta y Melilla.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2017 asciende a 1.154 M€, (242 M€ correspondientes a Baleares, 835 M€ a Canarias y 76 M€ a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 1.851 M€ menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a precio medio peninsular, 696 M€.

El Cuadro IV.6 resume para los sistemas eléctricos de Baleares, Canarias y Ceuta y Melilla, la producción medida en GWh, el coste total de generación en millones de euros (desglosado en costes fijos y costes variables), los ingresos reconocidos en despacho por el OS, así como el importe en millones de euros correspondiente a la retribución adicional.

**Cuadro IV.6. Previsión de la compensación de los sistemas eléctricos no peninsulares.
Año 2017**

Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	3.991	8.196	413	12.599
Coste generación TNP (A)	M€	481	1.271	98	1.851
Retribución costes fijos	M€	176	245	41	462
Retribución costes variables	M€	305	1.026	57	1.389
Costes variables de generación (1)	M€	249	938	51	1.238
Peaje de acceso	M€	2	4	0	6
Financiación OS	M€	1	1	0	2
Impuestos especiales	M€	21	0	0	21
Impuesto a la producción (7%)	M€	31	83	6	121
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	M€	239	436	22	696
Retribución adicional TNP (A) - (B)	M€	242	835	76	1.154
Financiada con cargo a PGE	M€	121	418	38	577
Financiada con cargo al sector eléctrico	M€	121	418	38	577

Fuente: CNMC

4.3 Retribución adicional de los SENP del ejercicio 2015

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones “categoría A”, de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 (‘Ámbito de aplicación’) del RD 738/2015 en barras de central (b.c.) en los TNP durante el año 2015 alcanzó los 12,4 TWh, de acuerdo con las liquidaciones mensuales de despacho del OS³¹, con unos costes totales de generación de 2.204 M€ (costes fijos 637 M€ y costes variables 1.567 M€), los cuales se desglosan por sistemas en 657 M€ correspondientes a Baleares, 1.438 M€ a Canarias y 109 M€ a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

El importe relativo a los costes variables (1.567 M€) es la suma de i) los costes variables de generación determinados por el OS en un sus liquidaciones mensuales de despacho (1.390 M€) y ii) de los peajes de acceso a la producción, los pagos para la financiación del OS, el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica del 7% y, en su caso, los impuestos especiales (sobre el carbón y los hidrocarburos), conceptos que conjuntamente ascenderían a 177 M€; todo ello conforme con lo dispuesto en el artículo 36 y la Disposición transitoria tercera del RD 738/2015.

³¹ Cabe señalar que a la fecha de redacción de este documento únicamente se ha reproducido por parte del Operador del Sistema el cálculo de los costes de generación según lo dispuesto en el RD 738/2015 para los meses de junio, julio y agosto, aplicando la metodología y parámetros establecidos en la Disposición transitoria séptima del citado RD 738/2015; para los restantes meses del ejercicio de producción 2015, las liquidaciones disponibles fueron calculadas en su momento de acuerdo con la normativa anterior.

Los ingresos totales reconocidos a las instalaciones “categoría A” en los TNP en el año 2015 alcanzan un total de 2.318 M€ (660 M€ correspondientes a Baleares, 1.538 M€ a Canarias y 120 M€ a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla), los cuales se desglosan en: i) ingresos por venta de energía a precio del mercado peninsular (822 M€), y ii) ingresos en concepto de compensación extrapeninsular (1.496 M€). La compensación extrapeninsular ha sido financiada en 603 M€ con cargo de PGE y 893 M€ con cargo del sistema eléctrico. Los dos últimos conceptos son liquidados por la CNMC. La diferencia observada entre las dos cantidades se debe a que los ingresos con cargo a PGE son efectivos a medida que se producen los correspondientes libramientos del Tesoro, y siempre de acuerdo con el resultado del despacho realizado por el OS, tomando dicho valor de despacho como límite. En consecuencia, la diferencia entre los ingresos y los costes totales de generación arrojan un saldo de positivo de 114 M€ (2.318M€ - 2.204 M€).

De acuerdo con todo lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2015 asciende a 1.382 M€, (369 M€ correspondientes a Baleares, 930 M€ a Canarias y 83 M€ a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla), cantidad íntegramente ingresada a los productores. Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 2.204 M€ menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a precio medio peninsular, 822 M€.

El Cuadro IV.7 recoge para los sistemas eléctricos de Baleares, Canarias, y Ceuta y Melilla, la producción medida en GWh, el coste total de generación en millones de euros (desglosado en costes fijos y costes variables), los ingresos percibidos en despacho a cuenta de la liquidación definitiva, el importe en millones de euros correspondiente a la retribución adicional, los ingresos percibidos en concepto de compensación extrapeninsular y el saldo entre los costes reconocidos y los ingresos percibidos.

Cuadro IV.7. Compensación de los sistemas eléctricos no peninsulares. Año 2015

Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	4.020	7.983	409	12.411
Coste generación SNP (A)	M€	657	1.438	109	2.204
Retribución costes fijos	M€	257	334	46	637
Retribución costes variables	M€	400	1.104	63	1.567
Costes variables de generación (1)	M€	330	1.005	55	1.390
Peaje de acceso	M€	2	4	0	6
Financiación OS	M€	1	1	0	2
Impuestos especiales	M€	24	0	0	24
Impuesto a la producción (7%)	M€	43	94	7	144
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	M€	288	508	26	822
Retribución adicional TNP (A) - (B)	M€	369	930	83	1.382
Ingresos en concepto de compensación (C)	M€	372	1.030	94	1.496
Financiada con cargo a PGE	M€	149	415	38	603
Financiada con cargo a peajes de acceso	M€	222	615	56	893
Saldo TNP [(B) + (C)] - (A)	M€	3	100	11	114

Fuente: CNMC

5 Cuotas

El importe correspondiente a la tasa de la CNMC y del segundo ciclo de combustible nuclear es el resultado de aplicar las tasas establecidas en la normativa vigente a los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2016 y 2017 (véase Cuadro IV.8).

Cuadro IV.8. Previsión de cierre de 2016 y 2017 del importe correspondiente a la tasa de la CNMC y del segundo ciclo de combustible nuclear

	Previsión de cierre 2016		Previsión 2017	
	Orden IET/2735/2015		Orden IET/2735/2015	
Previsión de ingresos (1)	13.833.977		13.818.351	
Concepto de coste	Orden IET/2444/2014 (miles €)	Importe cuotas (miles €)	Orden IET/107/2014 (%)	Importe cuotas (miles €)
CNMC	0,150	20.751	0,150	20.728
2ª parte de combustible nuclear	0,001	138	0,001	138

Fuente: CNMC

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

6 Anualidades para la financiación del déficit

6.1 Déficit de actividades reguladas ejercicio 2005

El importe estimado de la anualidad de 2017 correspondiente al derecho de cobro por la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas del ejercicio 2005, asciende a 281.215,80 miles de euros. En el Cuadro IV.13 se detallan las hipótesis de cálculo. Tanto el tipo de interés como la anualidad provisional, tendrán que ajustarse cuando estén disponibles las cotizaciones del Euribor de noviembre. Con los datos disponibles a fecha actual, el tipo de interés sería negativo, como ya ocurrió en 2016.

Cuadro IV.9. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente al déficit 2005 en 2017

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

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

Fuente: CNMC y Resolución de 1 de marzo de 2016 de la DGPEYM

6.2 Adjudicatarios de la 2ª subasta del déficit ex ante

La anualidad a imputar en 2017 para financiar el déficit adjudicado en la citada subasta, de acuerdo con las condiciones establecidas en la Orden ITC/694/2008, de 7 de marzo, *por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta, y se precisa el contenido y las características del derecho de cobro correspondiente a la financiación ex ante del desajuste de ingresos de las actividades reguladas*, asciende a 94.475,52 miles de euros. Para calcularla, se ha tomado la media de las cotizaciones diarias del Euribor a tres meses del 1 al 15 de septiembre de 2016 (-0,306%) más el diferencial que resultó de la subasta, 65 puntos básicos, resultando un tipo de interés del 0,344%. Tanto el tipo de interés como la anualidad, tendrá que ajustarse cuando estén disponibles las cotizaciones del Euribor de noviembre (véase Cuadro IV.10).

Cuadro IV.10. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente a los adjudicatarios de la 2ª subasta de déficit ex ante en 2017

TITULIZACION DEL DEFICIT EX-ANTE DE LA SUBASTA DEL 12 DE JUNIO DE 2008		
IMPORTE PENDIENTE DE COBRO A 31-12-16 (miles de euros)		
(+) IDPC a 31-12-15	693.900,43	:importe definitivo pendiente de cobro 31-12-15 según consta en la Resolución de 1 de marzo de 2016 de la Dirección General de Política Energética y Minas.
i(N)2015 + difer.	0,561%	:media del euribor a 3 meses de noviembre 2015, Act 365, más diferencial resultante de la subasta de 12 de junio de 2008 (65 puntos básicos)
(+) Intereses 2016	3.892,78	:intereses devengados en el año 2016 según artículos 3, 8 y concordantes de Orden ITC/694/2008 de 7 de marzo y Resolución extinta CNE de 12 de junio de 2008.
(-) Anualidad 2016	95.236,68	:anualidad año 2016 según art. 10 punto 2 cap V de Orden ITC/694/2008
(=) IdPC a 31-12-16	602.556,53	:Importe pendiente de cobro a 31-12-2016

ANUALIDAD 2017 (miles de euros)		
i(N)2016 + difer.	0,344%	:media del euribor a 3 meses del 1 al 15 de septiembre de 2016, Act 365, más diferencial resultante de subasta de 12 de junio de 2008 (65 puntos básicos)
p	6,46	: número de pagos anuales pendientes
Anualidad 2016	94.475,52	

Fuente: CNMC y Resolución de 1 de marzo de 2015 de la DGPEYM

6.3 Déficit 2013

De conformidad con lo establecido en el R.D. 1054/2014, de 12 de diciembre, *por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del sistema eléctrico en el año 2013 y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos posteriores*, la anualidad para recuperar el derecho de cobro del Déficit 2013, es constante a lo largo del periodo 2016-2021, y asciende a 277.761,01 miles de euros. El tipo de interés es fijo a lo largo de dicho periodo y asciende al 2,195%.

6.4 Anualidad correspondiente a FADE

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

En este sentido, el importe de las emisiones de FADE realizadas en 2016 se ha destinado a refinanciación. Como consecuencia de estas emisiones, no se incrementa la deuda del sistema eléctrico con FADE, y por lo tanto no se genera ninguna anualidad, sino que únicamente se incorporan ajustes a la misma dentro del año 2016, en función de la variación de la TIR media ponderada del Fondo.

Para calcular el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2016 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 2016, y que equivale a la TIR media ponderada de las emisiones vivas a 30 de noviembre de 2015, incluidas comisiones, más 30 puntos básicos.

Cuadro IV.11. Importe pendiente de cobro a 31/12/2016 de los derechos de cobro cedidos a FADE.

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2015 (€)	Tipo de interés (%)	Intereses (€)	Anualidad 2016 (€)	Importe pendiente de cobro a 31/12/2016 (€)
1ª	1.495.664.662,12	4,092%	61.202.597,97	184.200.803,23	1.372.666.456,86
2ª	1.504.560.913,81	4,092%	61.566.632,59	184.111.210,23	1.382.016.336,17
3ª	1.513.251.101,58	4,092%	61.922.235,08	183.856.107,06	1.391.317.229,60
4ª	767.350.752,01	4,092%	31.399.992,77	92.214.458,49	706.536.286,30
5ª	1.180.124.124,48	4,092%	48.290.679,17	137.782.498,40	1.090.632.305,26
6ª	249.850.122,72	4,092%	10.223.867,02	28.892.212,05	231.181.777,70
7ª	76.030.379,84	4,092%	3.111.163,14	8.792.014,32	70.349.528,66
8ª	96.793.933,25	4,092%	3.960.807,75	11.160.408,91	89.594.332,09
9ª	76.111.643,47	4,092%	3.114.488,45	8.762.955,16	70.463.176,76
10ª	453.277.174,87	4,092%	18.548.102,00	52.073.562,82	419.751.714,05
11ª	116.330.061,68	4,092%	4.760.226,12	13.364.274,91	107.726.012,89
12ª	199.775.667,59	4,092%	8.174.820,32	22.769.545,01	185.180.942,90
13ª	180.755.316,73	4,092%	7.396.507,56	20.601.689,74	167.550.134,55
14ª	292.812.286,90	4,092%	11.981.878,78	33.349.572,82	271.444.592,86
15ª	131.513.703,09	4,092%	5.381.540,73	14.967.923,30	121.927.320,52
16ª	129.051.668,38	4,092%	5.280.794,27	14.687.712,60	119.644.750,05
17ª	160.179.171,48	4,092%	6.554.531,70	18.230.416,27	148.503.286,90
18ª	189.347.967,32	4,092%	7.748.118,82	21.534.812,73	175.561.273,42
19ª	466.534.194,58	4,092%	19.090.579,24	53.021.765,94	432.603.007,89
20ª	106.335.350,63	4,092%	4.351.242,55	12.085.047,86	98.601.545,32
21ª	100.561.480,38	4,092%	4.114.975,78	11.412.581,96	93.263.874,20
22ª	682.225.507,64	4,092%	27.916.667,77	77.260.069,81	632.882.105,60
25ª	65.406.438,12	4,092%	2.676.431,45	7.070.860,63	61.012.008,93
26ª	94.833.603,26	4,092%	3.880.591,05	10.238.649,71	88.475.544,60
27ª	1.482.805.971,28	4,092%	60.676.420,34	159.462.274,27	1.384.020.117,36
28ª	84.468.026,59	4,092%	3.456.431,65	9.071.924,70	78.852.533,54
29ª	136.704.324,04	4,092%	5.593.940,94	14.653.513,39	127.644.751,59
30ª	142.834.047,04	4,092%	5.844.769,20	15.290.711,27	133.388.104,97
31ª Cesión	594.659.653,91	4,092%	24.333.473,04	63.495.189,66	555.497.937,28
32ª	75.187.497,29	4,092%	3.076.672,39	7.992.137,80	70.272.031,88
33ª	145.124.252,63	4,092%	5.938.484,42	15.416.266,38	135.646.470,67
34ª	58.307.029,65	4,092%	2.385.923,65	6.193.842,07	54.499.111,23
35ª	82.886.354,07	4,092%	3.391.709,61	8.793.603,20	77.484.460,48
36ª	75.789.557,92	4,092%	3.101.308,71	8.010.026,72	70.880.839,91
37ª	1.288.690.356,87	4,092%	52.733.209,40	136.112.381,44	1.205.311.184,83
38ª	64.930.254,67	4,092%	2.656.946,02	6.836.325,62	60.750.875,08
39ª	1.556.119.455,55	4,092%	63.676.408,12	163.222.410,56	1.456.573.453,12
40ª Cesión	54.888.669,48	4,092%	2.246.044,36	5.750.101,92	51.384.611,92
41ª	1.776.047.055,36	4,092%	72.675.845,51	181.441.140,55	1.667.281.760,32
42ª	235.974.396,17	4,092%	9.656.072,29	24.063.863,80	221.566.604,66
43ª	395.746.319,16	4,092%	16.193.939,38	40.356.859,38	371.583.399,16
44ª	271.443.288,04	4,092%	11.107.459,35	27.680.860,38	254.869.887,01
45ª Cesión	981.697.388,42	4,092%	40.171.057,13	99.752.427,06	922.116.018,49
Total FADE	19.832.981.124,09	-	811.565.587,60	2.216.037.014,13	18.428.509.697,56

Fuente: CNMC

Una vez obtenido el importe pendiente de cobro, se ha calculado la anualidad para 2017 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 9,07 años para la emisión 1ª y 11,85 años para la emisión 45ª),

y el tipo de interés de actualización, que asciende al 3,818%, 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 2016, 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 2016, en los términos establecidos en el artículo 10.1 del R.D. 437/2010.

El tipo de interés se ha calculado con los datos disponibles a fecha actual, teniendo en cuenta las emisiones que se han realizado entre el 30 de septiembre y el 5 de octubre de 2016, a través de las cuales se han cubierto totalmente las necesidades de refinanciación para hacer frente al vencimiento del 17/12/2016, teniendo en cuenta la tesorería disponible.

La anualidad de FADE para 2017 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 2017.

Cuadro IV.12. Anualidades provisionales para 2017 de los derechos de cobro cedidos a FADE

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2016 (€)	Tipo de interés (%)	Nº pagos anuales pendientes (p)	Anualidad 2017 (€)
1ª	1.372.666.456,86	3,818%	9,07	181.898.044,42
2ª	1.382.016.336,17	3,818%	9,15	181.792.652,34
3ª	1.391.317.229,60	3,818%	9,24	181.521.779,36
4ª	706.536.286,30	3,818%	9,38	91.028.874,85
5ª	1.090.632.305,26	3,818%	9,76	135.951.343,96
6ª	231.181.777,70	3,818%	9,89	28.503.962,90
7ª	70.349.528,66	3,818%	9,89	8.673.868,57
8ª	89.594.332,09	3,818%	9,93	11.009.930,63
9ª	70.463.176,76	3,818%	9,95	8.644.603,57
10ª	419.751.714,05	3,818%	9,98	51.368.491,92
11ª	107.726.012,89	3,818%	9,98	13.183.323,95
12ª	185.180.942,90	3,818%	10,09	22.458.412,00
13ª	167.550.134,55	3,818%	10,09	20.320.179,25
14ª	271.444.592,86	3,818%	10,10	32.893.492,48
15ª	121.927.320,52	3,818%	10,11	14.763.056,49
16ª	119.644.750,05	3,818%	10,11	14.486.681,05
17ª	148.503.286,90	3,818%	10,11	17.980.895,54
18ª	175.561.273,42	3,818%	10,12	21.239.821,04
19ª	432.603.007,89	3,818%	10,13	52.294.855,08
20ª	98.601.545,32	3,818%	10,13	11.919.365,86
21ª	93.263.874,20	3,818%	10,15	11.255.861,26
22ª	632.882.105,60	3,818%	10,18	76.196.494,63
25ª	61.012.008,93	3,818%	10,86	6.968.119,98
26ª	88.475.544,60	3,818%	10,88	10.089.651,84
27ª	1.384.020.117,36	3,818%	10,94	157.131.017,76
28ª	78.852.533,54	3,818%	10,96	8.939.095,37
29ª	127.644.751,59	3,818%	10,99	14.438.469,19
30ª	133.388.104,97	3,818%	11,01	15.065.975,05
31ª Cesión	555.497.937,28	3,818%	11,05	62.559.134,57
32ª	70.272.031,88	3,818%	11,12	7.873.693,65
33ª	135.646.470,67	3,818%	11,13	15.187.624,48
34ª	54.499.111,23	3,818%	11,13	6.101.979,89
35ª	77.484.460,48	3,818%	11,15	8.662.987,76
36ª	70.880.839,91	3,818%	11,21	7.890.515,79
37ª	1.205.311.184,83	3,818%	11,22	134.080.049,57
38ª	60.750.875,08	3,818%	11,27	6.733.870,91
39ª	1.456.573.453,12	3,818%	11,33	160.765.360,27
40ª Cesión	51.384.611,92	3,818%	11,35	5.663.415,88
41ª	1.667.281.760,32	3,818%	11,76	178.623.600,83
42ª	221.566.604,66	3,818%	11,79	23.689.388,98
43ª	371.583.399,16	3,818%	11,79	39.728.837,72
44ª	254.869.887,01	3,818%	11,79	27.250.098,91
45ª Cesión	922.116.018,49	3,818%	11,85	98.193.522,58
Total FADE	18.428.509.697,56	-	-	2.185.022.402,13

Fuente: CNMC

7 Pagos por capacidad

De acuerdo con la aplicación de la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y la Orden IET/2735/2015, de 31 de enero, se ha realizado la estimación de los costes derivados del derecho de cobro de pagos por capacidad para los años 2016 y 2017.

Se estiman unos derechos de cobro por incentivo a la inversión e incentivo a la disponibilidad de 419,3 y 403,5 M€, para los años 2016 y 2017 respectivamente

En la estimación de los pagos por capacidad de 2016, se ha considerado los pagos ya liquidados por el sistema durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de agosto de 2016.

A efectos del cobro del incentivo a la inversión en 2017, se ha tenido en cuenta la finalización de los derechos de aquellas unidades cuyo plazo de cobro expire en el periodo estudiado (Aboño 2, Arrubal 1 y 2, Palos 3, Aceca 3, Puentes García Rodríguez 2 y 3), y no se han tenido en cuenta nuevas altas en 2017.

A efectos del cobro del servicio de disponibilidad en 2017, se ha considerado el cumplimiento total de los requisitos establecidos para su cobro (excepto los grupos de Campo de Gibraltar).

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.13. Derecho de cobro de los Pagos por capacidad estimados para los años 2016 y 2017

Miles de €	Previsión cierre 2016	Previsión 2017
Incentivo inversión	252.572	228.802
Pago disponibilidad	169.841	183.524
Total	422.413	412.327

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. Nº de clientes, potencia facturada y consumo de los clientes acogidos a PVPC. Subsistema peninsular

AÑO 2015

Tarifa	Nº Clientes (Promedio)	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	12.039.640	45.904.658	24.209.889
PVPC con DHA	658.957	3.560.635	4.000.653
PVPC con DHS	1.734	9.563	22.572
Total	12.700.331	49.474.856	28.233.115

AÑO 2016

Tarifa	Nº Clientes (Promedio)	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	11.192.360	41.949.545	22.707.910
PVPC con DHA	597.405	3.164.118	3.545.868
PVPC con DHS	1.896	9.576	25.157
Total	11.791.661	45.123.238	26.278.935

AÑO 2017

Tarifa	Nº Clientes (Promedio)	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	10.436.802	38.946.263	21.774.296
PVPC con DHA	538.316	2.747.173	2.912.567
PVPC con DHS	2.085	10.578	25.440
Total	10.977.203	41.704.015	24.712.304

Fuente: CNMC

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

AÑO 2015

Tarifa	Nº Clientes (Promedio)	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	300.323	1.555.842	887.524
PVPC con DHA	6.062	52.086	44.935
PVPC con DHS	32	178	133
TOTAL	306.417	1.608.106	932.593

AÑO 2016

Tarifa	Nº Clientes (Promedio)	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	282.428	1.330.986	833.042
PVPC con DHA	5.041	28.129	38.917
PVPC con DHS	27	162	140
TOTAL	287.495	1.359.277	872.099

AÑO 2017

Tarifa	Nº Clientes (Promedio)	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	249.562	1.180.184	690.470
PVPC con DHA	4.123	22.683	27.962
PVPC con DHS	23	147	165
TOTAL	253.708	1.203.014	718.597

Fuente: CNMC

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

AÑO 2015

Tarifa	Nº Clientes (Promedio)	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	701.048	2.641.728	1.579.994
PVPC con DHA	4.623	29.351	76.322
PVPC con DHS	35	168	86
TOTAL	705.705	2.671.247	1.656.402

AÑO 2016

Tarifa	Nº Clientes (Promedio)	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	638.767	2.374.495	960.369
PVPC con DHA	4.455	22.534	70.864
PVPC con DHS	28	141	68
TOTAL	643.250	2.397.170	1.031.301

AÑO 2017

Tarifa	Nº Clientes (Promedio)	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	585.951	2.168.900	1.282.850
PVPC con DHA	1.753	8.573	41.140
PVPC con DHS	16	89	41
TOTAL	587.720	2.177.562	1.324.032

Fuente: CNMC

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

AÑO 2015

Tarifa	Nº Clientes (Promedio)	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 (Promedio)	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 2017

Tarifa	Nº Clientes (Promedio)	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

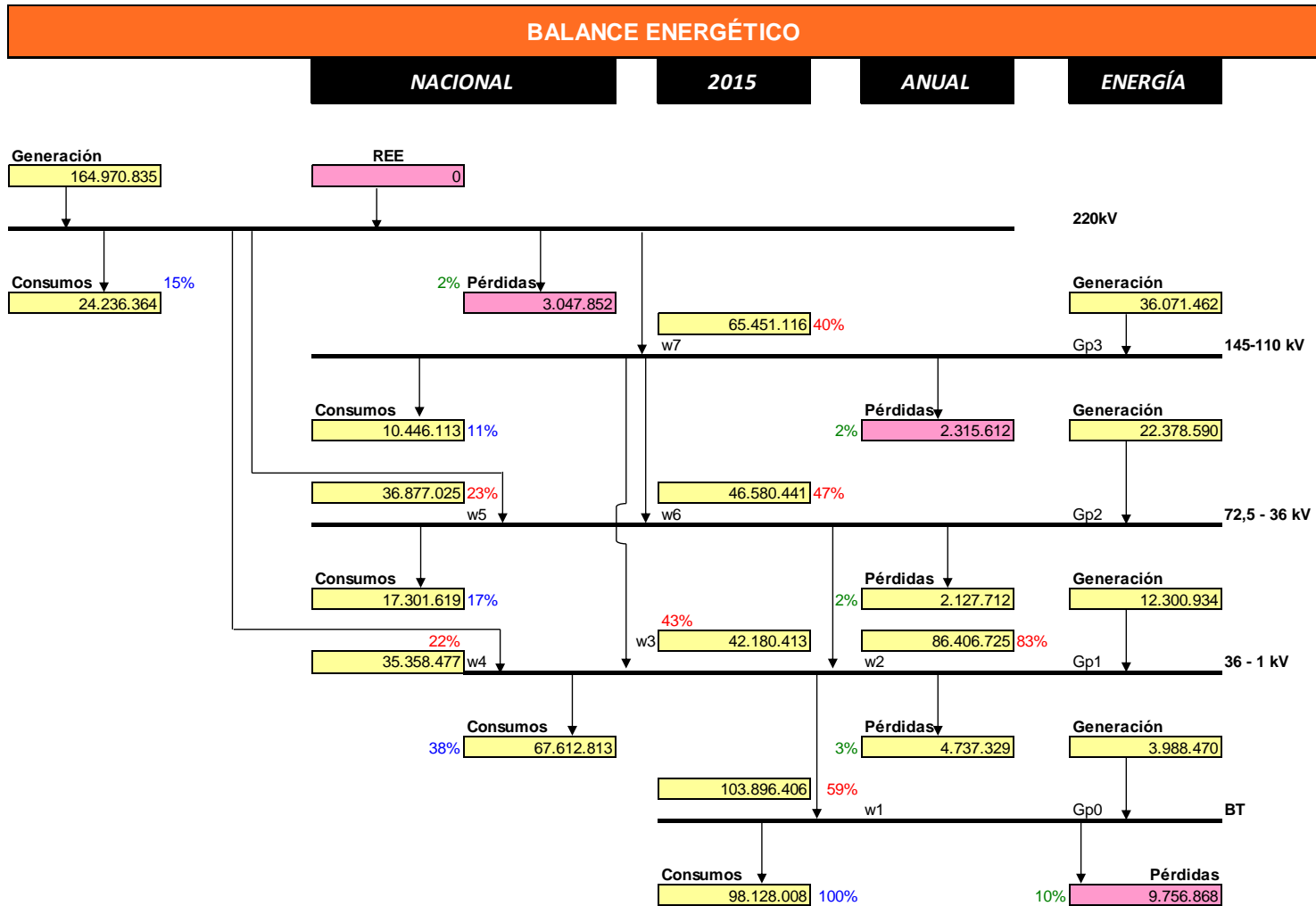
AÑO 2015			
Tarifa	Nº Clientes (Promedio)	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	n.d	n.d	n.d
PVPC con DHA	n.d	n.d	n.d
PVPC con DHS	n.d	n.d	n.d
TOTAL	n.d	n.d	n.d

AÑO 2016			
Tarifa	Nº Clientes (Promedio)	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

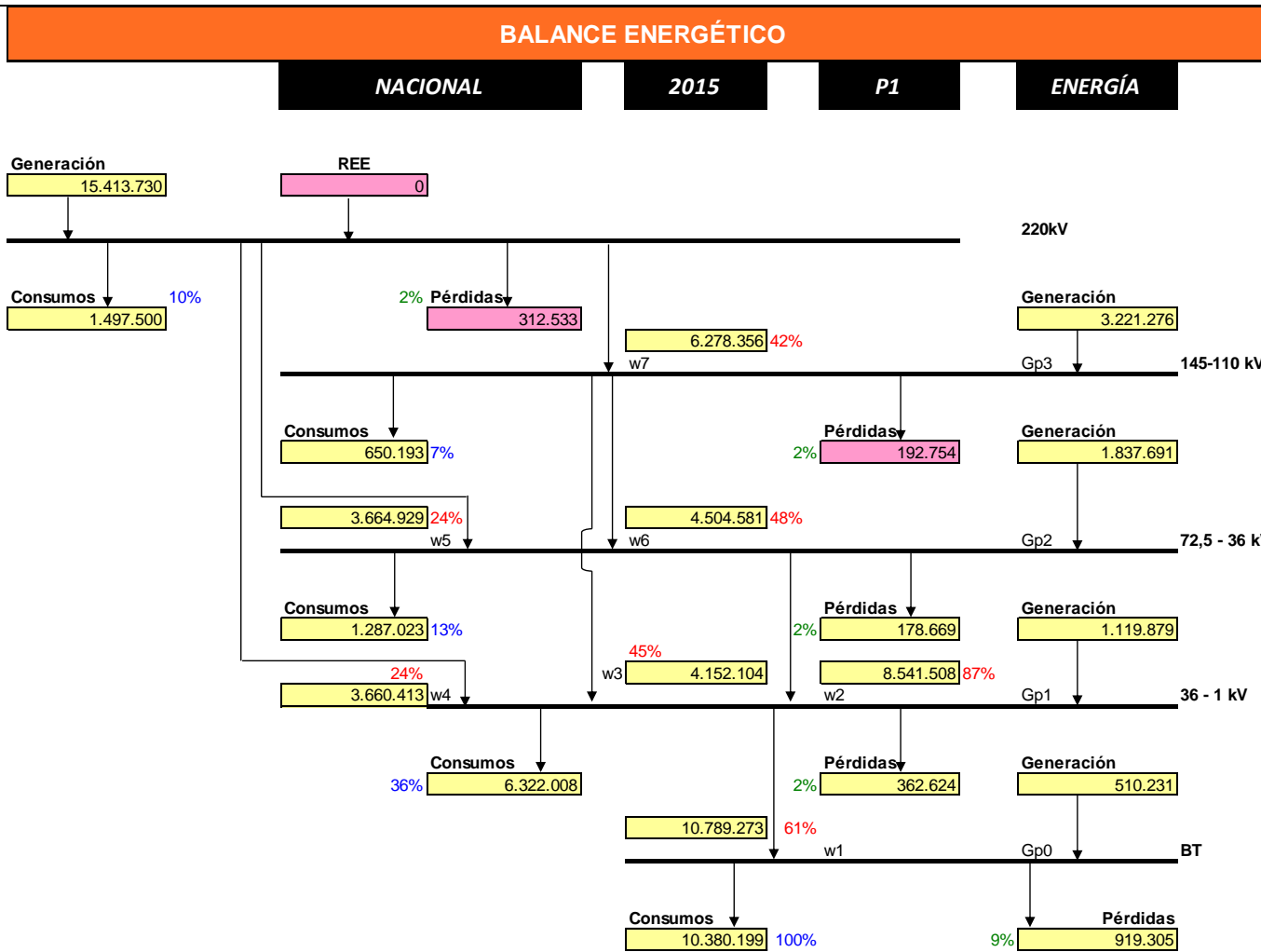
AÑO 2017			
Tarifa	Nº Clientes (Promedio)	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	n.d	n.d	n.d
PVPC con DHA	n.d	n.d	n.d
PVPC con DHS	n.d	n.d	n.d
TOTAL	n.d	n.d	n.d

Fuente: CNMC

ANEXO VI. BALANCES DE POTENCIA Y ENERGÍA. AÑO 2015



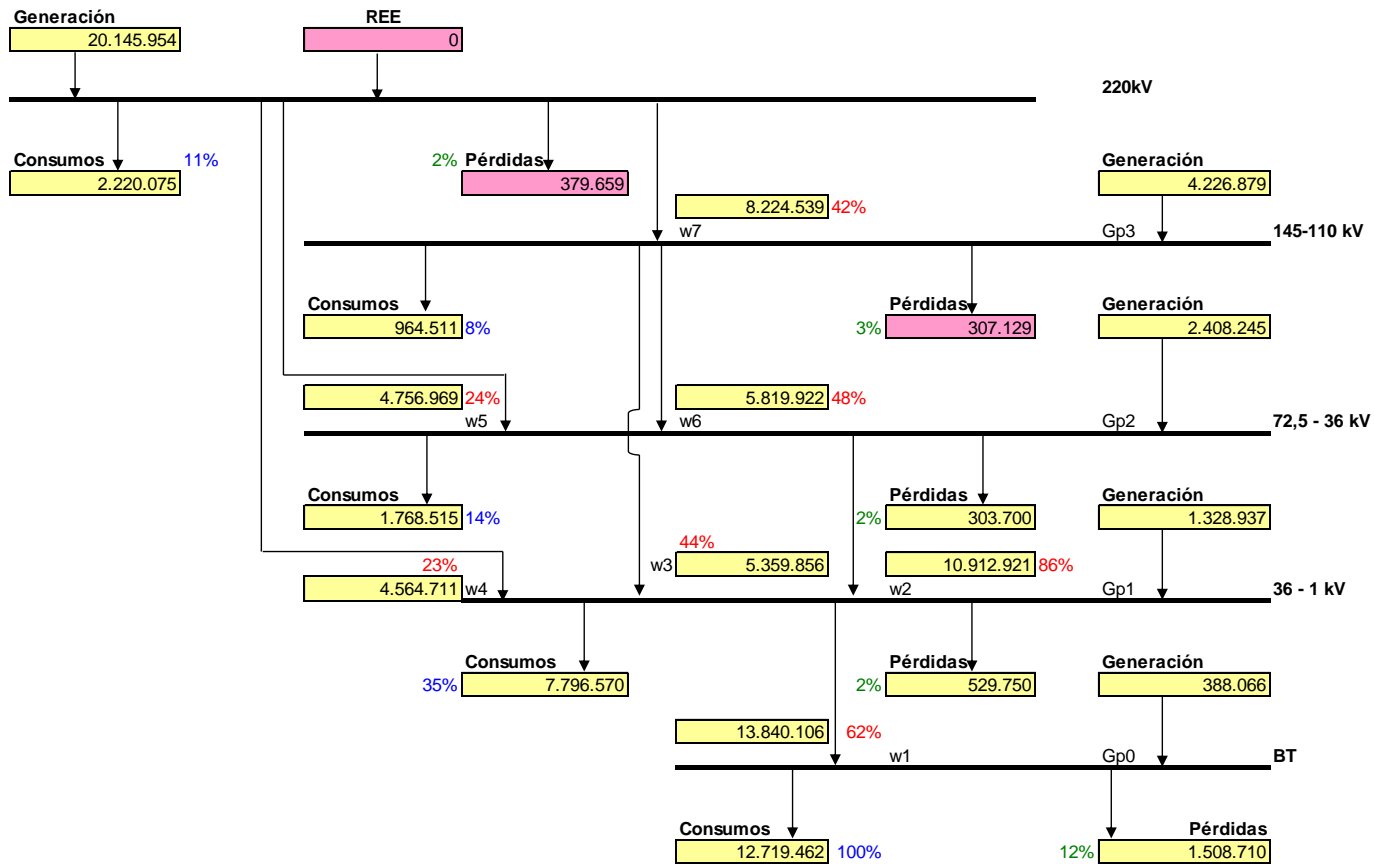
(*) Unidades en MWh
 Fuente: Empresas eléctricas



(*) Unidades en MWh

BALANCE ENERGÉTICO

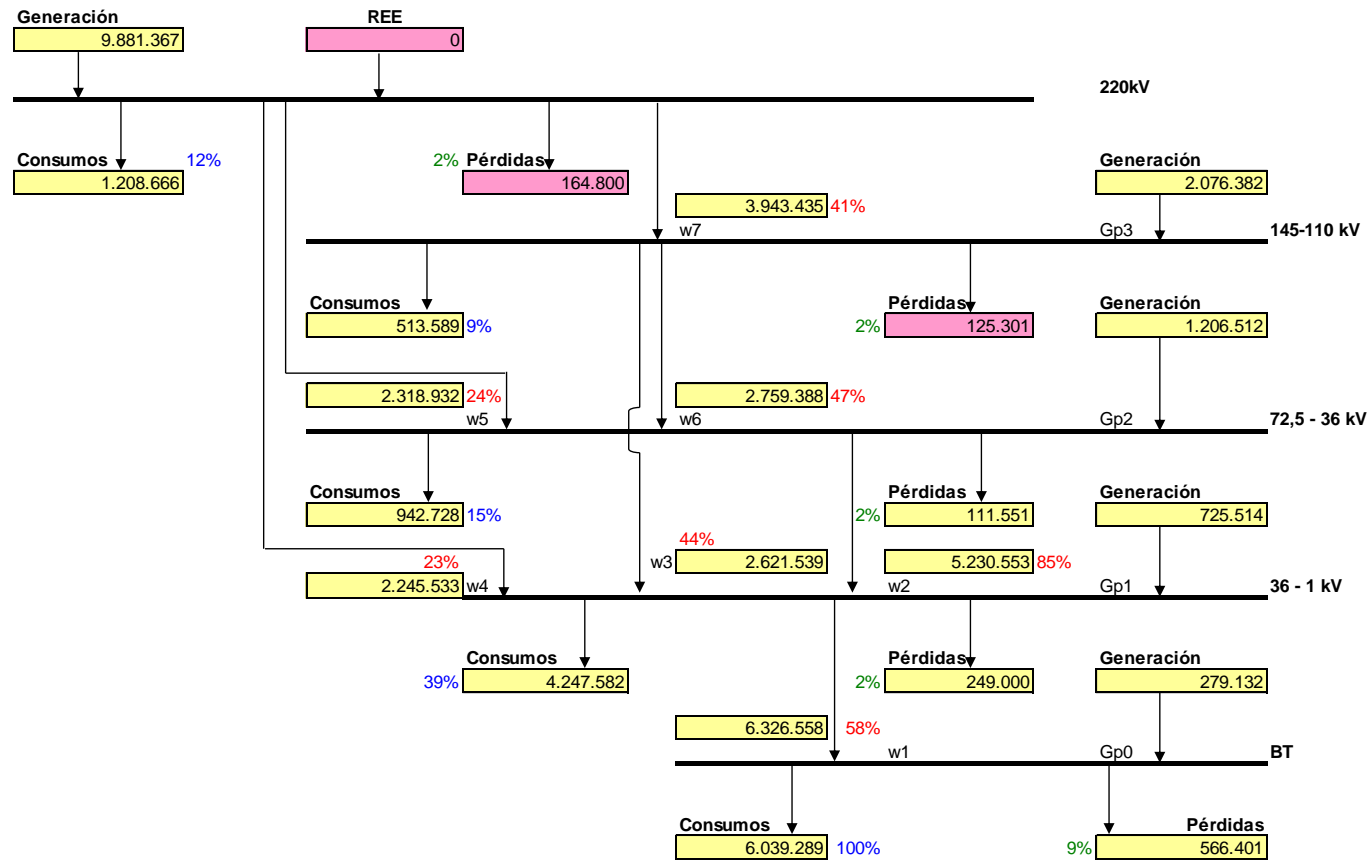
NACIONAL 2015 P2 ENERGÍA



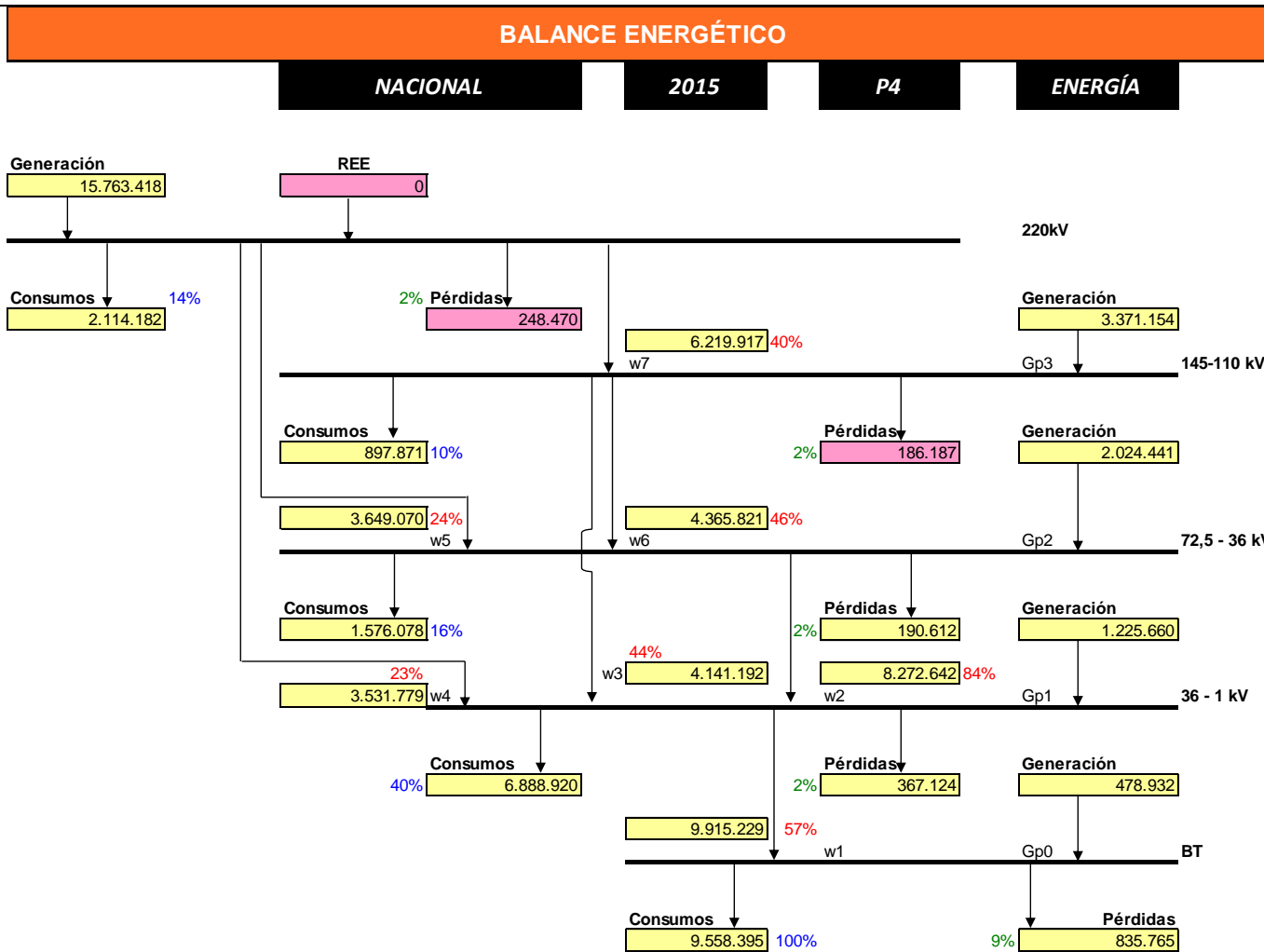
(*) Unidades en MWh

BALANCE ENERGÉTICO

NACIONAL 2015 P3 ENERGÍA



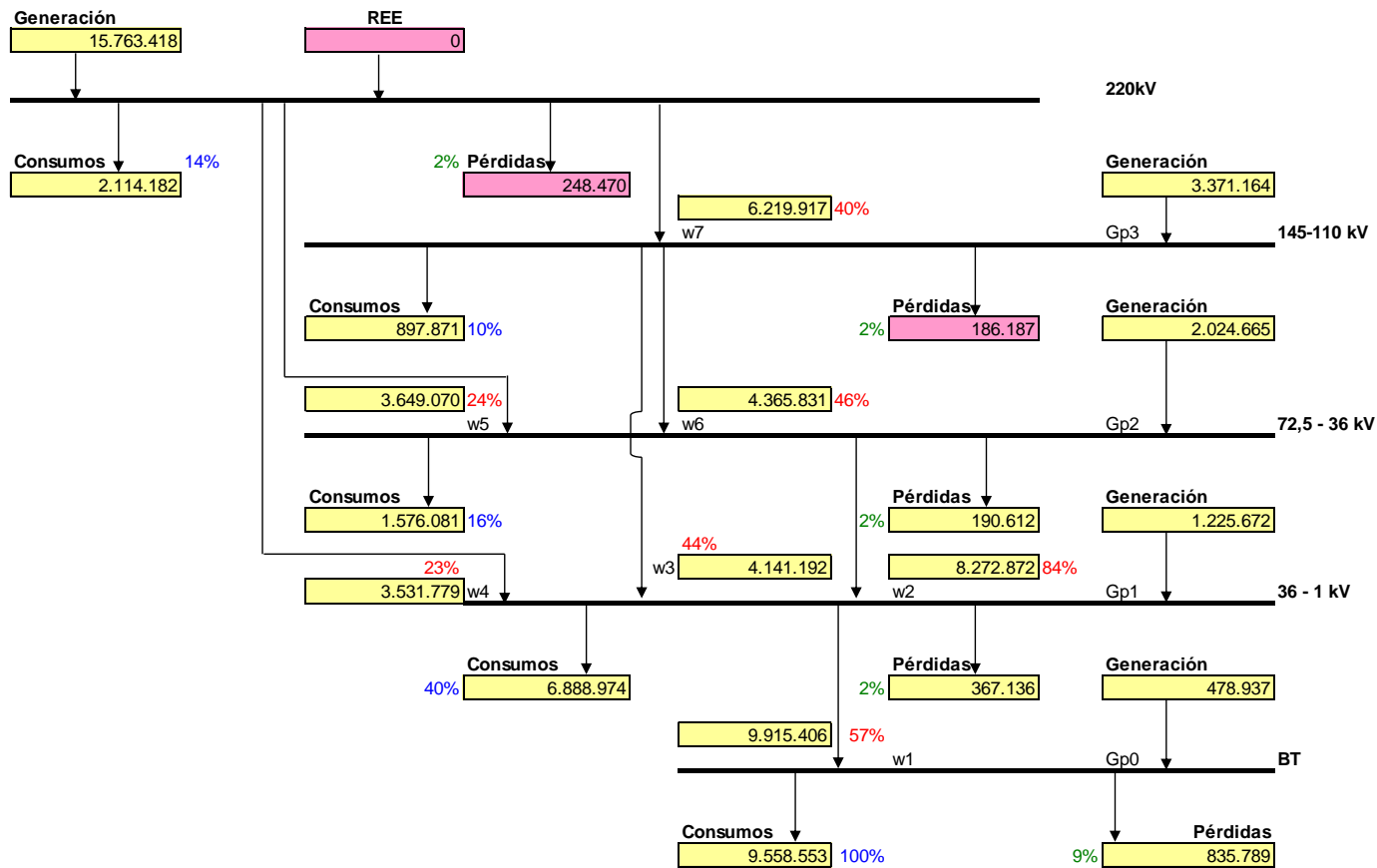
(*) Unidades en MWh



(*) Unidades en MWh

BALANCE ENERGÉTICO

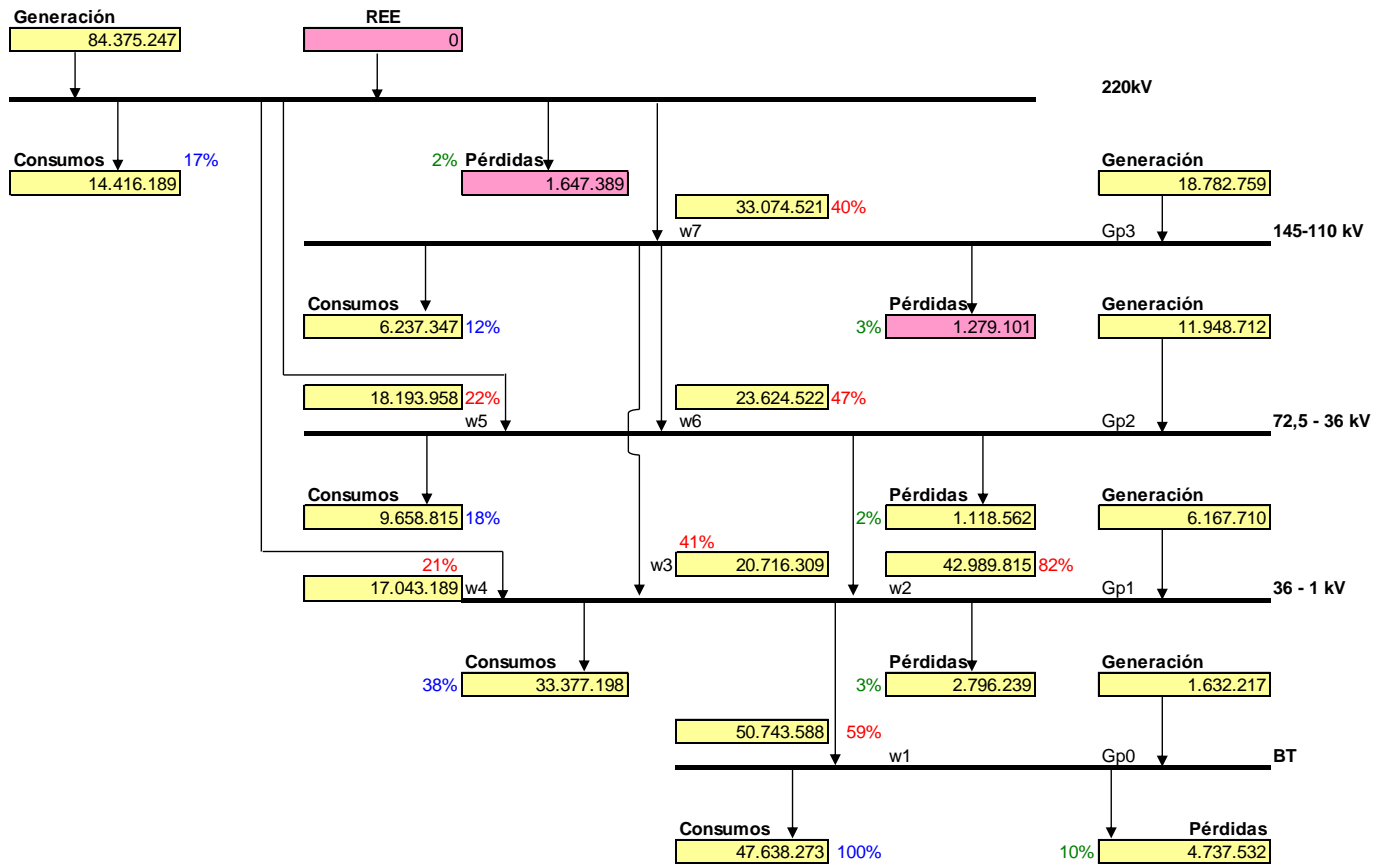
NACIONAL 2015 P5 ENERGÍA



(*) Unidades en MWh

BALANCE ENERGÉTICO

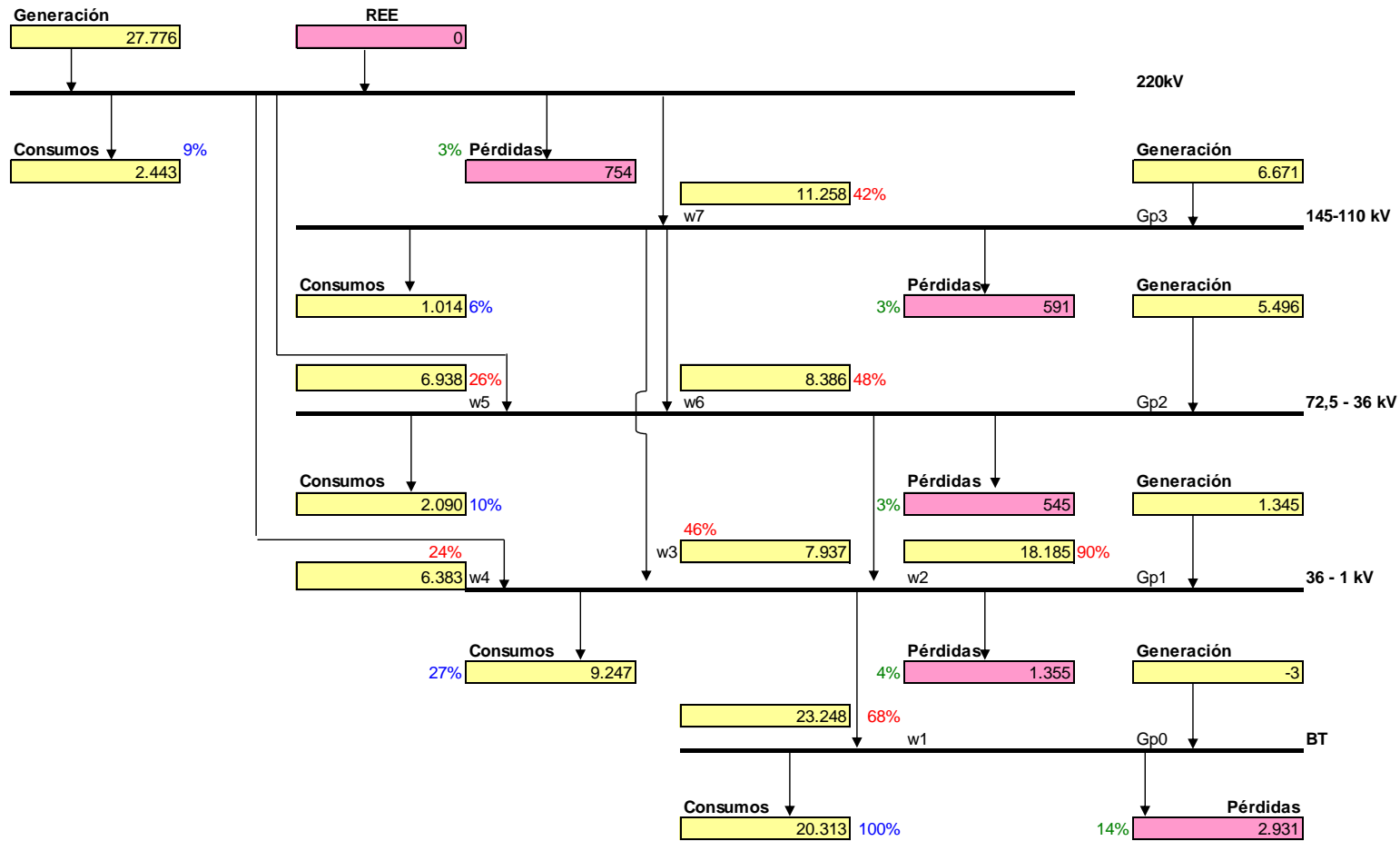
NACIONAL 2015 P6 ENERGÍA



(*) Unidades en MWh

BALANCE ENERGÉTICO

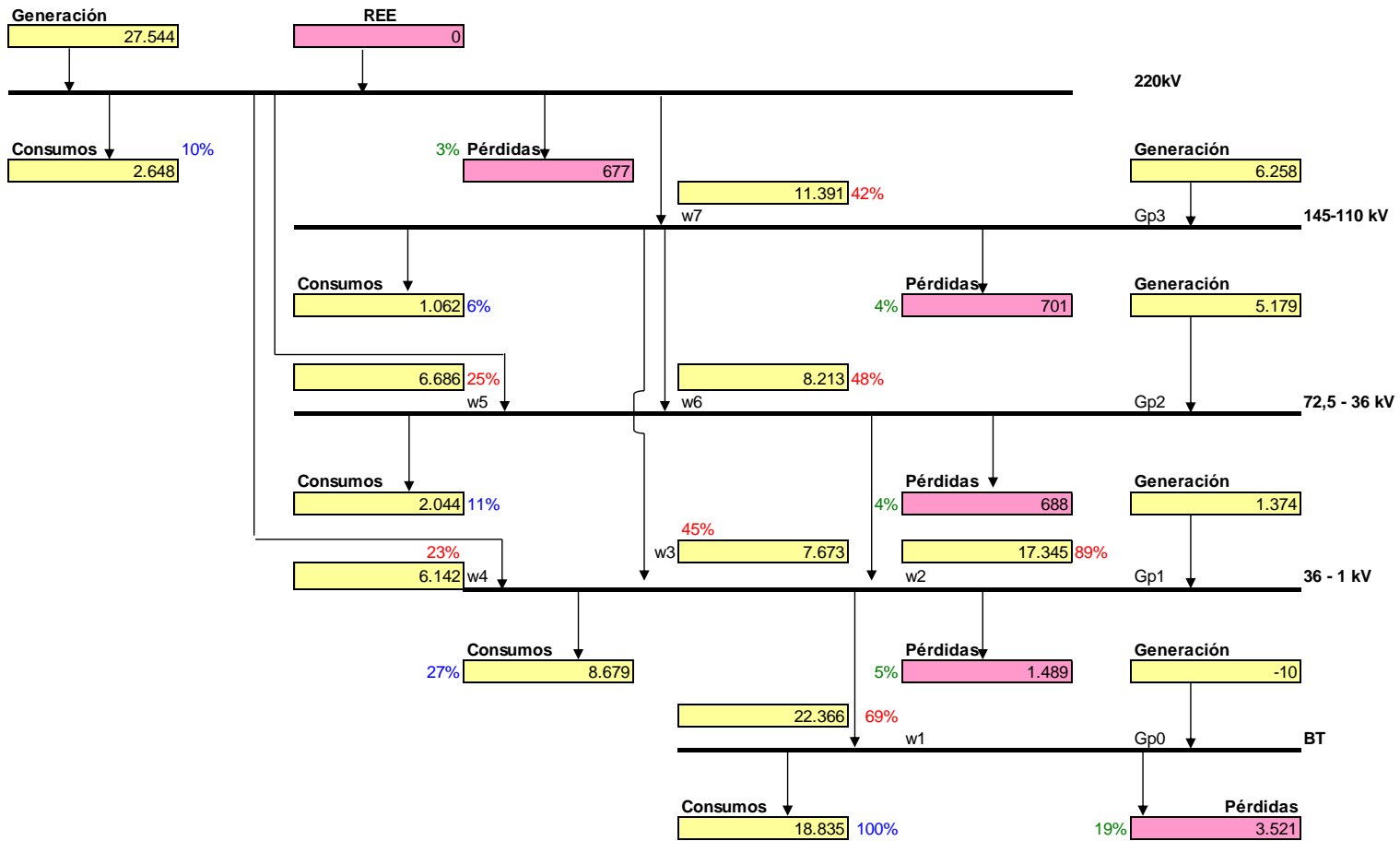
NACIONAL 2015 P1 POTENCIA



(*) Unidades en MWh

BALANCE ENERGÉTICO

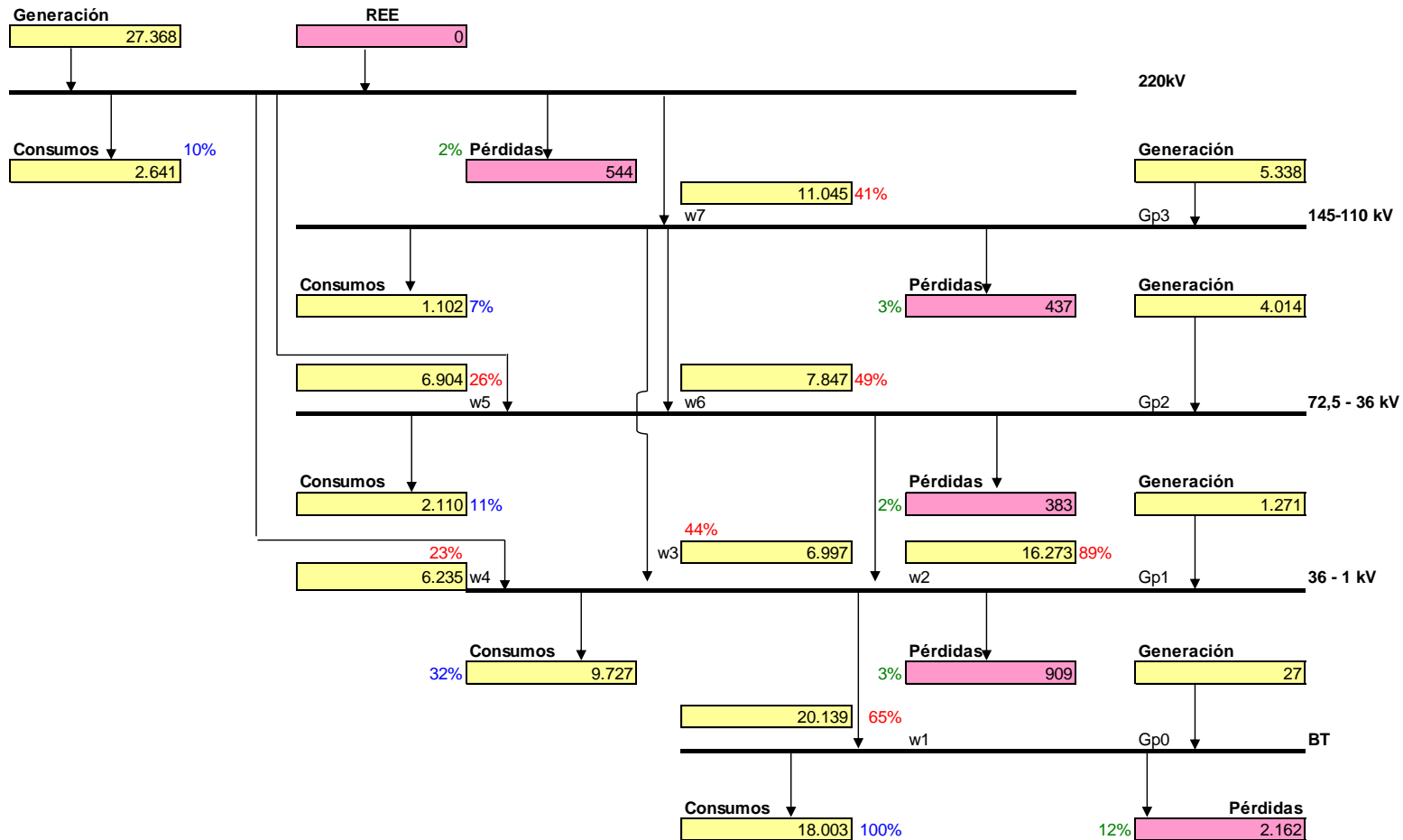
NACIONAL 2015 P2 POTENCIA



(*) Unidades en MWh

BALANCE ENERGÉTICO

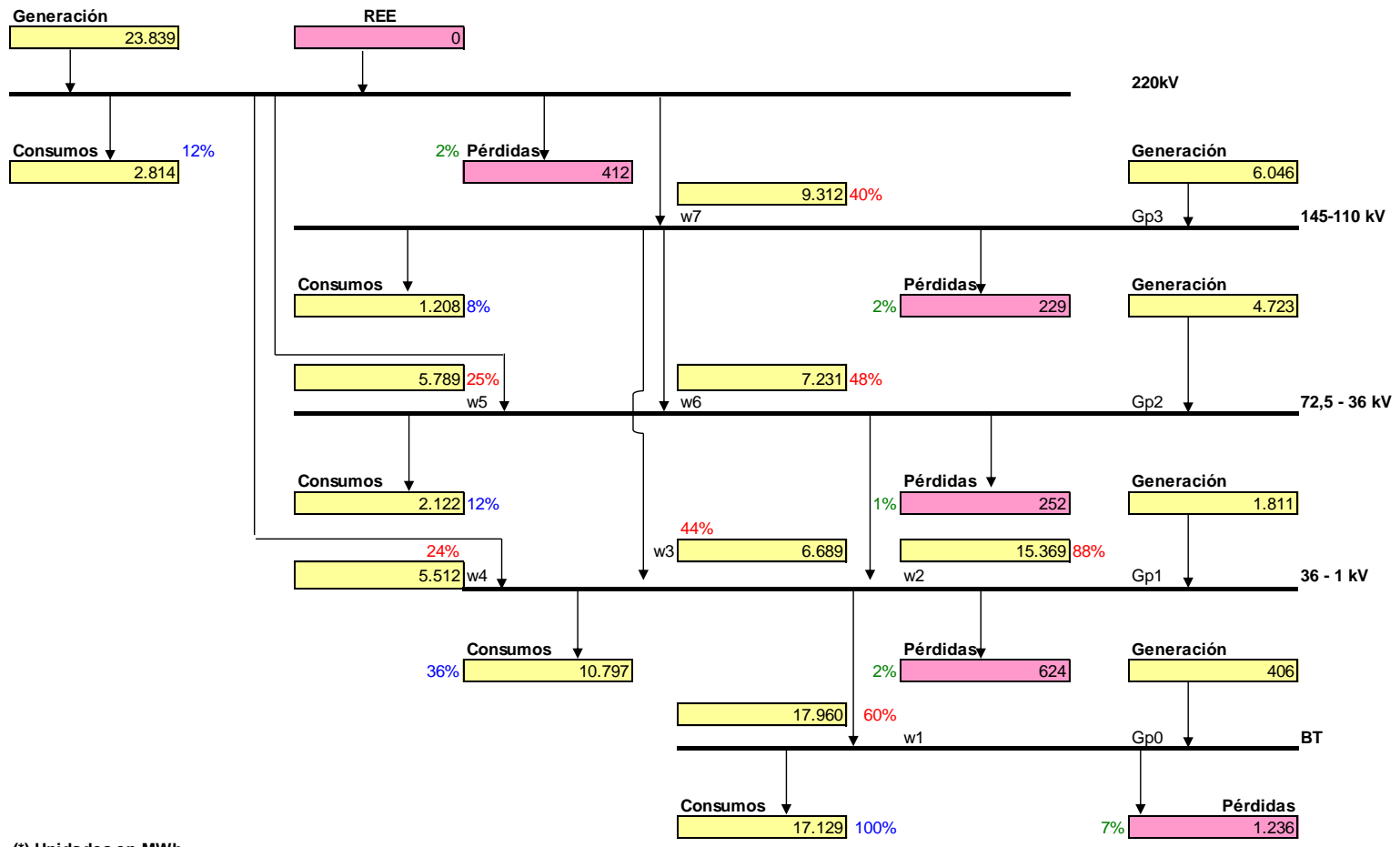
NACIONAL 2015 P3 POTENCIA



(*) Unidades en MWh

BALANCE ENERGÉTICO

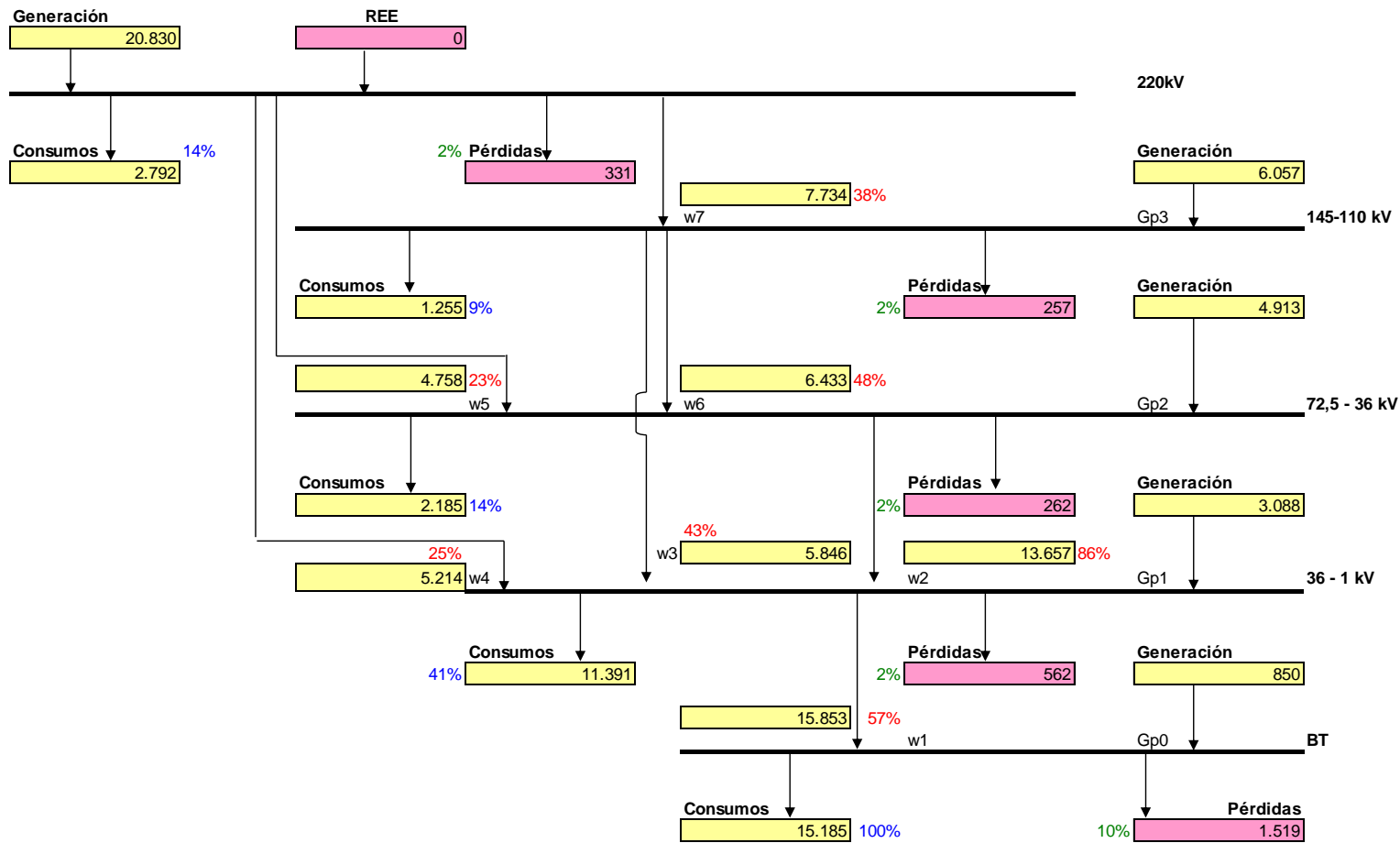
NACIONAL 2015 P4 POTENCIA



(*) Unidades en MWh

BALANCE ENERGÉTICO

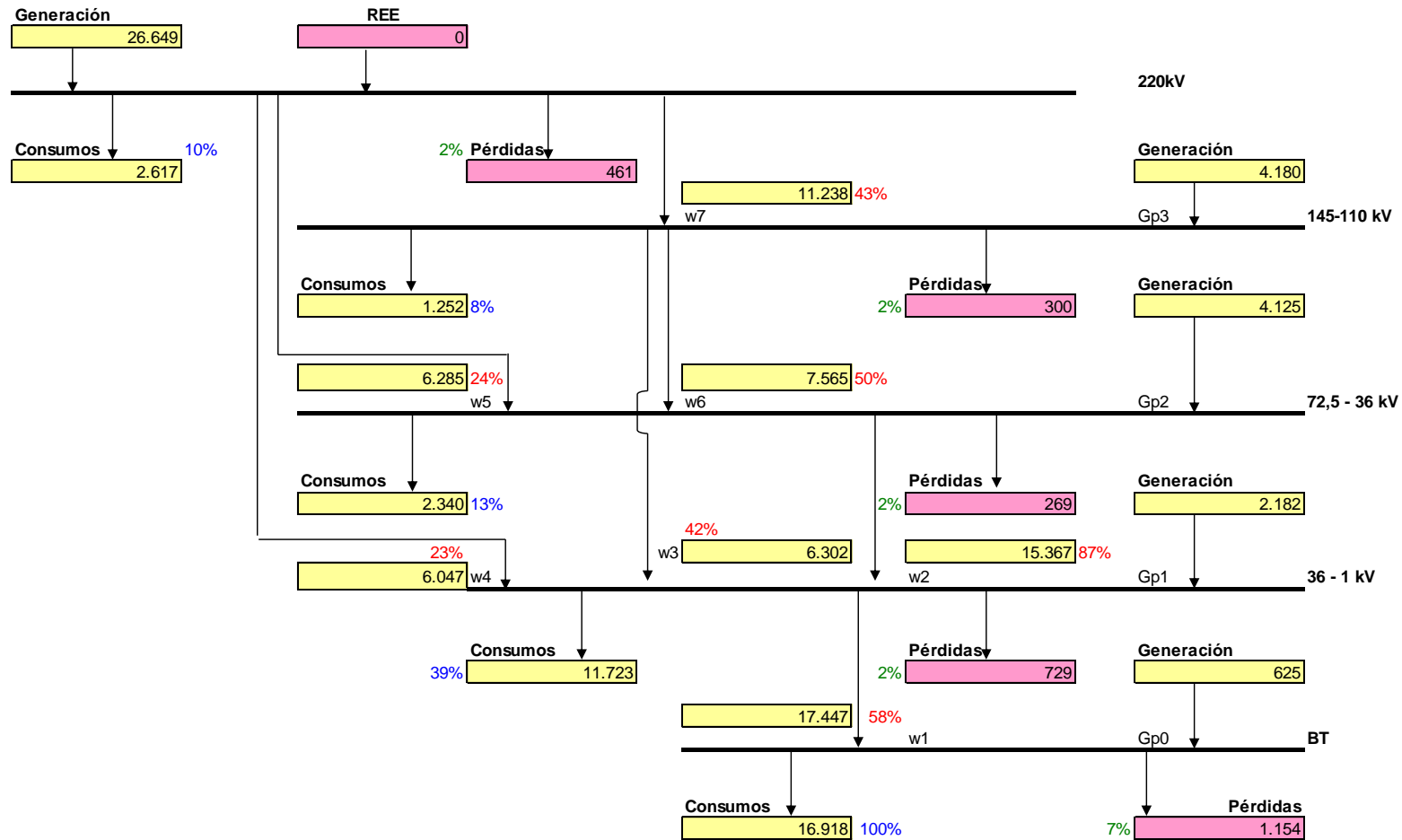
NACIONAL 2015 P5 POTENCIA



(*) Unidades en MWh

BALANCE ENERGÉTICO

NACIONAL 2015 P6 POTENCIA



(*) Unidades en MWh