

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 2019

Expediente nº: INF/DE/097/18

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta de la Sala:

D.^a María Fernández Pérez

Consejeros:

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

Secretario de la Sala:

D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo

En Barcelona, a 23 de octubre de 2018

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 2019. 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 para la Transición Ecológica (MITECO) 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 2019. Dicha solicitud de información ha sido requerida por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) el pasado 13 de septiembre con entrega el 15 de octubre de 2018.

Para responder a la citada solicitud, esta Comisión dispone de la información que regularmente remiten los agentes del sector eléctrico para la realización de las liquidaciones de actividades reguladas y de la información que solicita a los

agentes para la elaboración del preceptivo informe sobre la propuesta de peajes de acceso.

En particular, la CNMC solicitó, el pasado mes de julio, al Operador de Sistema (OS) la previsión de la demanda en barras de central (b.c.) y el balance de energía para el cierre de 2018 y 2019 y, por otra parte, a las empresas distribuidoras información relativa a las previsiones sobre el número de clientes, consumos y potencias, desagregadas por grupo tarifario, para el cierre de 2018 y 2019.

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 2018.

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 2019.

2. Previsiones sobre las variables de facturación, ingresos y costes para el cierre de 2018 y 2019

2.1. Previsiones sobre las variables de facturación para el cierre de 2018 y 2019

En este epígrafe se presenta la previsión de demanda en barras de central y en consumo de la CNMC para el cierre de 2018 y 2019, 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 2018 y 2019, 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 2018 y 2019, 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 2014, 2015, 2016 y 2017.

2.1.1. Previsión de cierre 2018

En el Cuadro 1 se presenta la demanda en b.c. registrada en 2017, la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (octubre de 2017-septiembre 2018) y el escenario de demanda previsto por la CNMC para el cierre de 2018. Teniendo en cuenta la información disponible por la CNMC, se estima que la demanda en b.c. nacional alcanzará 271.939 GWh, superior en un 1,5% a la demanda en b.c. registrada en 2017 (267.866 GWh) y en un 0,8% a la demanda registrada en los últimos doce meses (269.900 GWh).

La variación de la demanda en b.c. prevista para el cierre de 2018 se explica por el aumento de la demanda en b.c. en todos los subsistemas, con la excepción del subsistema melillense, para el que se estima una contracción del 0,5%.

Cuadro 1. Demanda en b.c. de 2017, 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 2018

Sistema	2017 (GWh)	Últimos doce meses (oct 2017- sep 2018)			Previsión CNMC de cierre 2018	
		GWh	% variación respecto 2017	tasa últimos doce meses	GWh	% variación 18 respecto 17
Peninsular	252.504	254.483	0,8%	1,4%	256.346	1,5%
No peninsular	15.362	15.417	0,4%	1,1%	15.593	1,5%
Baleares	6.017	6.104	1,4%	2,4%	6.190	2,9%
Canarias	8.931	8.895	-0,4%	0,2%	8.991	0,7%
Ceuta	203	206	1,3%	-0,3%	203	0,0%
Melilla	210	213	1,3%	1,6%	209	-0,5%
Total Nacional	267.866	269.900	0,8%	1,4%	271.939	1,5%

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 2018. Se estima que en 2018 el consumo aumentará respecto del registrado en 2017 en los subsistemas peninsular (1,5%), balear (2,9%) y canario (0,7%), disminuirá en el sistema melillense (-0,5%) y se mantendrá en el sistema ceutí (0,0%). Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista para el cierre de 2018 (245.774 GWh) supone un aumento del 1,5% respecto de la demanda registrada en 2017 (242.094 GWh).

**Cuadro 2. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre de 2018
desagregada por subsistema y peaje de acceso**

	Real 2017 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	102.240	4.063	4.942	128	135	111.508
2.0 A	50.583	1.818	2.549	64	72	55.085
2.0 A DHA	11.228	297	276	0	1	11.802
2.0 A DHS	37	1	1	-	0	39
2.1 A	4.839	224	330	5	9	5.407
2.1 A DHA	2.896	87	101	0	1	3.085
2.1 A DHS	10	0	1	-	-	11
3.0 A	32.648	1.635	1.683	59	53	36.079
Media tensión	71.462	1.360	3.277	59	67	76.225
3.1 A	14.919	437	755	13	18	16.141
6.1 A	51.439	924	2.521	45	50	54.979
6.1 B	5.104	-	-	-	-	5.104
Alta tensión	54.147	114	102	-	-	54.362
6.2	17.806	114	102	-	-	18.021
6.3	11.271	-	-	-	-	11.271
6.4 (1)	25.070	-	-	-	-	25.070
Total	227.849	5.537	8.320	187	203	242.094
	Previsión de cierre 2018 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	104.403	4.221	4.996	128	135	113.883
2.0 A	48.512	1.651	2.394	64	71	52.692
2.0 A DHA	14.964	570	470	0	1	16.005
2.0 A DHS	41	1	1	-	0	42
2.1 A	4.552	205	311	5	8	5.081
2.1 A DHA	3.224	114	122	0	1	3.462
2.1 A DHS	10	0	1	-	-	12
3.0 A	33.099	1.681	1.696	59	53	36.589
Media tensión	72.156	1.361	3.266	59	67	76.909
3.1 A	14.800	436	756	13	17	16.022
6.1 A	52.161	925	2.511	45	50	55.692
6.1 B	5.195	-	-	-	-	5.195
Alta tensión	54.756	113	114	-	-	54.982
6.2	17.986	113	114	-	-	18.212
6.3	11.243	-	-	-	-	11.243
6.4 (1)	25.527	-	-	-	-	25.527
Total	231.315	5.696	8.375	187	202	245.774
	% variación 2018 sobre 2017					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	2,1%	3,9%	1,1%	0,0%	-0,4%	2,1%
2.0 A	-4,1%	-9,2%	-6,1%	0,0%	-0,8%	-4,3%
2.0 A DHA	33,3%	91,6%	70,3%	0,0%	31,1%	35,6%
2.0 A DHS	9,6%	39,0%	-40,0%	-	39,1%	8,3%
2.1 A	-5,9%	-8,7%	-6,0%	0,0%	-6,1%	-6,0%
2.1 A DHA	11,3%	30,2%	21,0%	0,1%	5,5%	12,2%
2.1 A DHS	5,6%	-7,0%	80,5%	-	-	9,5%
3.0 A	1,4%	2,8%	0,8%	0,0%	0,4%	1,4%
Media tensión	1,0%	0,1%	-0,3%	0,0%	-0,6%	0,9%
3.1 A	-0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	-4,5%	-0,7%
6.1 A	1,4%	0,2%	-0,4%	0,0%	0,8%	1,3%
6.1 B	1,8%	-	-	-	-	1,8%
Alta tensión	1,1%	-0,6%	11,8%	-	-	1,1%
6.2	1,0%	-0,6%	11,8%	-	-	1,1%
6.3	-0,2%	-	-	-	-	-0,2%
6.4 (1)	1,8%	-	-	-	-	1,8%
Total	1,5%	2,9%	0,7%	0,0%	-0,5%	1,5%

Fuente: CNMC y SINCRO

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

En el Cuadro 3 se resumen las previsiones de la CNMC relativas al número de clientes, potencia contratada y consumo por periodo horario para el cierre del ejercicio 2018. En línea con la última información disponible, se estima que la demanda de los consumidores conectados en media y alta tensión aumentará por debajo de la media nacional, mientras que la demanda de los consumidores de baja tensión aumentará por encima. Adicionalmente, se espera un movimiento de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW hacia peajes con discriminación horaria (DHA y DHS).

Respecto de las potencias contratadas por periodo, se estima que se mantendrá la tendencia decreciente observada en la primera parte del año, con la excepción de la potencia contratada por los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW acogidos a peajes con discriminación horaria y los consumidores de media y alta tensión acogidos a los peajes 6.1 B, 6.2 y el período 6 del peaje 6.4.

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

Cuadro 3. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2018. Sistema Nacional

	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2017						Energía consumida por periodo horario (GWh). Año 2017						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	29.032.831	143.583	143.093	21.132	21.111				73.566	29.279	8.663				111.508
2.0 A	24.613.312	99.193	99.222						55.085						55.085
2.0 A DHA	2.829.055	13.817	13.847						4.643	7.159					11.802
2.0 A DHS	5.819	29	31						13	11	15				39
2.1 A	644.058	7.926	7.931						5.407						5.407
2.1 A DHA	186.695	2.291	2.292						1.116	1.970					3.085
2.1 A DHS	766	9	9						4	3	3				11
3.0 A	753.127	20.317	19.762	21.132	21.111				7.298	20.136	8.645				36.079
Media tensión	108.839	19.794	18.944	19.932	20.865	13.427	13.581	19.441	8.748	13.206	10.216	6.201	7.691	30.163	76.225
3.1 A	88.025	6.380	6.035	6.771	7.545				3.194	6.539	6.408				16.141
6.1 A	19.635	12.223	11.787	11.980	12.135	12.234	12.374	17.805	5.117	6.079	3.465	5.637	6.968	27.712	54.979
6.1 B	1.179	1.191	1.123	1.181	1.185	1.193	1.207	1.636	437	587	343	564	722	2.451	5.104
Alta tensión	2.712	9.303	8.544	9.088	9.353	9.585	9.744	11.907	3.996	5.019	2.820	4.808	5.918	31.802	54.362
6.2	1.627	3.221	3.084	3.188	3.236	3.256	3.282	4.265	1.408	1.786	1.000	1.668	2.037	10.124	18.021
6.3	436	1.905	1.757	1.926	1.945	2.028	2.048	2.414	732	994	581	991	1.274	6.699	11.271
6.4 (1)	648	4.176	3.703	3.973	4.173	4.301	4.414	5.227	1.856	2.239	1.240	2.149	2.607	14.979	25.070
Total	29.144.381	172.680	170.581	50.152	51.329	23.012	23.325	31.348	86.310	47.503	21.699	11.009	13.609	61.965	242.094

	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2018						Energía consumida por periodo horario (GWh). Previsión 2018						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	29.241.013	143.332	142.622	20.645	20.871				72.634	32.466	8.783				113.883
2.0 A	23.258.289	92.489	92.489						52.692						52.692
2.0 A DHA	4.387.003	20.585	20.585						6.201	9.805					16.005
2.0 A DHS	6.587	33	33						14	12	16				42
2.1 A	598.611	7.408	7.408						5.081						5.081
2.1 A DHA	225.737	2.755	2.755						1.237	2.224					3.462
2.1 A DHS	805	38	38						4	4	3				12
3.0 A	763.981	20.025	19.314	20.645	20.871				7.405	20.421	8.783				36.589
Media tensión	109.249	19.621	18.589	19.552	20.658	13.239	13.391	19.296	8.533	13.209	10.179	6.245	8.056	30.687	76.909
3.1 A	88.363	6.236	5.851	6.564	7.521				3.182	6.495	6.345				16.022
6.1 A	19.672	12.187	11.611	11.803	11.947	12.042	12.180	17.651	4.906	6.116	3.486	5.672	7.321	28.191	55.692
6.1 B	1.214	1.198	1.127	1.185	1.190	1.197	1.211	1.645	445	598	349	573	734	2.497	5.195
Alta tensión	2.703	9.256	8.398	8.942	9.212	9.436	9.598	11.864	3.544	5.021	2.812	4.799	6.396	32.409	54.982
6.2	1.621	3.251	3.092	3.190	3.241	3.262	3.279	4.315	1.337	1.768	992	1.657	2.158	10.300	18.212
6.3	434	1.787	1.616	1.793	1.808	1.883	1.912	2.258	691	1.001	575	982	1.303	6.691	11.243
6.4 (1)	648	4.219	3.690	3.959	4.163	4.291	4.406	5.291	1.515	2.253	1.245	2.160	2.936	15.418	25.527
Total	29.352.965	172.209	169.609	49.140	50.740	22.675	22.989	31.160	84.711	50.696	21.775	11.044	14.452	63.097	245.774

% variación 2018 sobre 2017

	Nº clientes	Potencia facturada	Potencia contratada por periodo horario						Energía consumida por periodo horario						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	0,7%	-0,2%	-0,3%	-2,3%	-1,1%				-1,3%	10,9%	1,4%				2,1%
2.0 A	-5,5%	-6,8%	-6,8%						-4,3%						-4,3%
2.0 A DHA	55,1%	49,0%	48,7%						33,5%	37,0%					35,6%
2.0 A DHS	13,2%	11,8%	7,4%						9,0%	9,9%	6,6%				8,3%
2.1 A	-7,1%	-6,5%	-6,6%						-6,0%						-6,0%
2.1 A DHA	20,9%	20,2%	20,2%						10,9%	12,9%					12,2%
2.1 A DHS	5,1%	310,9%	310,2%						9,5%	8,6%	10,3%				9,5%
3.0 A	1,4%	-1,4%	-2,3%	-2,3%	-1,1%				1,5%	1,4%	1,4%				1,4%
Media tensión	0,4%	-0,9%	-1,9%	-1,9%	-1,0%	-1,4%	-1,4%	-0,7%	-2,5%	0,0%	-0,4%	0,7%	4,7%	1,7%	0,9%
3.1 A	0,4%	-2,3%	-3,0%	-3,1%	-0,3%				-0,4%	-0,7%	-1,0%				-0,7%
6.1 A	0,2%	-0,3%	-1,5%	-1,5%	-1,5%	-1,6%	-1,6%	-0,9%	-4,1%	0,6%	0,6%	0,6%	5,1%	1,7%	1,3%
6.1 B	3,0%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,5%	1,8%	1,8%	1,7%	1,7%	1,6%	1,9%	1,8%
Alta tensión	-0,3%	-0,5%	-1,7%	-1,6%	-1,5%	-1,6%	-1,5%	-0,4%	-11,3%	0,1%	-0,3%	-0,2%	8,1%	1,9%	1,1%
6.2	-0,4%	0,9%	0,3%	0,1%	0,1%	0,2%	-0,1%	1,2%	-5,0%	-1,0%	-0,7%	-0,7%	5,9%	1,7%	1,1%
6.3	-0,5%	-6,2%	-8,0%	-6,9%	-7,0%	-7,1%	-6,6%	-6,5%	-5,6%	0,7%	-1,1%	-0,9%	2,3%	-0,1%	-0,2%
6.4 (1)	0,1%	1,0%	-0,3%	-0,4%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	1,2%	-18,4%	0,6%	0,5%	0,5%	12,6%	2,9%	1,8%
Total	0,7%	-0,3%	-0,6%	-2,0%	-1,1%	-1,5%	-1,4%	-0,6%	-1,9%	6,7%	0,3%	0,3%	6,2%	1,8%	1,5%

Fuente: CNMC y SINCRO

(1) Incluye Trasvase Tajo-Segura

Por último, en el Cuadro 4 se presentan las previsiones de las variables de facturación de los clientes acogidos al Real Decreto 900/2015, de 9 de diciembre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de

las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, elaboradas a partir de la información proporcionada por las empresas distribuidoras, una vez ha sido contrastada con la información disponible en la CNMC.

Cuadro 4. Previsión del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2018 de los clientes acogidos a autoconsumo

Clientes acogidos al RD 900/2015. Información relativa a los peajes de acceso														
Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (KW). Previsión 2018						Energía consumida por periodo horario (MWh). Previsión 2018							
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	
Baja tensión	540	11.179	7.560	9.944			5.018	11.146	5.373	-	-	-	21.537	
2.0 A	116	454	-	-			519	519	-	-	-	-	519	
2.0 A DHA	200	1.035	-	-			387	602	-	-	-	-	989	
2.0 A DHS	9	37	-	-			23	18	18	-	-	-	59	
2.1 A	13	65	-	-			119	-	-	-	-	-	119	
2.1 A DHA	39	369	-	-			146	238	-	-	-	-	385	
2.1 A DHS	-	-	-	-			-	-	-	-	-	-	-	
3.0 A	163	9.220	7.560	9.944			3.824	10.288	5.355	-	-	-	19.467	
Media tensión	242	99.201	95.945	104.569	89.475	98.008	150.119	47.307	64.920	43.414	45.959	62.777	238.189	502.568
3.1 A	128	13.390	7.024	16.361			7.668	15.449	14.911	-	-	-	38.028	
6.1 A	106	78.405	81.380	80.727	81.934	90.823	134.951	34.661	42.797	24.700	39.701	54.751	210.963	407.575
6.1 B	8	7.406	7.541	7.481	7.541	7.185	15.168	4.978	6.674	3.803	6.258	8.026	27.226	56.965
Alta tensión	38	93.347	95.135	95.428	95.459	96.712	132.038	33.854	46.973	28.820	47.876	66.616	294.964	519.104
6.2	37	55.347	56.635	56.928	56.959	58.212	92.538	13.302	18.109	13.831	23.137	33.614	122.620	224.614
6.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4	1	38.000	38.500	38.500	38.500	38.500	39.500	20.552	28.865	14.988	24.739	33.001	172.344	294.490
Total	820	203.728	198.640	209.941	184.934	194.720	282.157	86.180	123.039	77.607	93.836	129.393	533.154	1.043.208

Clientes acogidos al RD 900/2015. Información relativa a los cargos														
Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (KW). Previsión 2018						Energía consumida por periodo horario (MWh). Previsión 2018							
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	
Baja tensión	540	10.877	7.289	9.623			1.658	3.440	300				5.398	
2.0 A	116	426	-	-			199	251	-	-	-	-	199	
2.0 A DHA	200	1.031	-	-			251	247	-	-	-	-	497	
2.0 A DHS	9	37	-	-			19	11	7	-	-	-	37	
2.1 A	13	63	-	-			59	-	-	-	-	-	59	
2.1 A DHA	39	367	-	-			151	237	-	-	-	-	389	
2.1 A DHS	-	-	-	-			-	-	-	-	-	-	-	
3.0 A	163	8.954	7.289	9.623			980	2.945	293	-	-	-	4.218	
Media tensión	242	107.417	104.161	112.459	97.954	106.487	154.099	60.108	77.211	43.281	63.093	79.645	294.447	617.785
3.1 A	128	13.127	6.761	15.772			2.534	4.857	4.469	-	-	-	11.860	
6.1 A	106	86.884	89.859	89.206	90.413	99.302	138.931	51.435	64.121	34.122	55.375	69.746	260.867	535.666
6.1 B	8	7.406	7.541	7.481	7.541	7.185	15.168	6.139	8.232	4.690	7.718	9.899	33.580	70.258
Alta tensión	38	89.201	90.989	90.982	91.013	92.266	127.592	38.696	53.169	28.855	48.049	96.118	307.793	562.680
6.2	37	51.201	52.489	52.482	52.513	53.766	88.092	36.434	49.818	26.991	44.922	79.828	286.770	524.763
6.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4	1	38.000	38.500	38.500	38.500	38.500	39.500	2.262	3.351	1.864	3.127	6.291	21.023	37.917
Total	820	207.496	202.439	213.064	188.967	198.753	281.691	100.462	133.819	72.437	111.142	165.763	602.240	1.185.863

Fuente: CNMC

2.1.2. Previsión 2019

En el Cuadro 5 se muestran la demanda en b.c. prevista por la CNMC para 2019 desagregada por subsistema. Se estima que la demanda en b.c. del sistema nacional alcanzará 275.208 GWh, un 1,2% superior a la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2018, con aumentos moderados en todos los subsistemas, salvo en el Sistema Balear donde se prevé un incremento del 2,1%.

Cuadro 5. Previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para 2019

Sistema	Previsión CNMC de cierre 2018		Previsión CNMC 2019	
	GWh	% variación 18 respecto 17	GWh	% variación 19 sobre 18
Peninsular	256.346	1,5%	259.408	1,2%
No peninsular	15.593	1,5%	15.800	1,3%
Baleares	6.190	2,9%	6.318	2,1%
Canarias	8.991	0,7%	9.068	0,9%
Ceuta	203	0,0%	203	0,3%
Melilla	209	-0,5%	211	0,6%
Total Nacional	271.939	1,5%	275.208	1,2%

Fuente: CNMC

En el Cuadro 6 se muestra la previsión para 2019 de la demanda en consumo desagregada por subsistema. En 2019 se espera un incremento inferior de la demanda al previsto para el cierre de 2018, en línea con las previsiones del Operador del Sistema y de las empresas, así como con las previsiones económicas elaboradas por distintos agentes (inferiores a las previstas para el cierre de 2018).

Cabe señalar que, como consecuencia de la modificación en la estructura de peajes introducida por el Real Decreto-ley 15/2018, los consumidores¹ conectados redes de tensión igual o superior a 30 kV pasarán a ser facturados al peaje 6.2, lo que justifica la reducción del número de clientes, potencia contratada y consumo previsto para los peajes 3.1 A y 6.1 B y el aumento de estas variables en el peaje 6.2.

¹ Según la información en la Circular 4/2015 de la CNMC, en 2017 se encontraban conectados en redes de tensión de 30 kV 1.959 suministros, de los cuales 781 están acogidos al peaje 3.1 A de aplicación a los consumidores con potencia contratada inferior a 450 kW en todos los periodos. Como resultado de facturar dichos suministros al peaje 6.2, suponiendo que contratan 451 kW en el periodo 6, se obtienen descuentos superiores al 70%, por lo que en la previsión de ingresos se ha facturado a todos los consumidores conectados en redes de tensión de 30 kV al peaje 6.2.

Cuadro 6. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para 2019 desagregada por subsistema y peaje de acceso

	Previsión de cierre 2018 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	104.403	4.221	4.996	128	135	113.883
2.0 A	48.512	1.651	2.394	64	71	52.692
2.0 A DHA	14.964	570	470	0	1	16.005
2.0 A DHS	41	1	1	-	0	42
2.1 A	4.552	205	311	5	8	5.081
2.1 A DHA	3.224	114	122	0	1	3.462
2.1 A DHS	10	0	1	-	-	12
3.0 A	33.099	1.681	1.696	59	53	36.589
Media tensión	72.156	1.361	3.266	59	67	76.909
3.1 A	14.800	436	756	13	17	16.022
6.1 A	52.161	925	2.511	45	50	55.692
6.1 B	5.195	-	-	-	-	5.195
Alta tensión	54.756	113	114	-	-	54.982
6.2	17.986	113	114	-	-	18.212
6.3	11.243	-	-	-	-	11.243
6.4 (1)	25.527	-	-	-	-	25.527
Total	231.315	5.696	8.375	187	202	245.774
	Previsión 2019 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	106.464	4.339	5.070	128	135	116.137
2.0 A	46.752	1.569	2.275	64	71	50.731
2.0 A DHA	18.419	733	659	0	1	19.812
2.0 A DHS	43	1	1	-	0	44
2.1 A	4.302	197	297	5	8	4.809
2.1 A DHA	3.494	141	141	0	1	3.777
2.1 A DHS	11	0	2	-	-	13
3.0 A	33.445	1.698	1.696	59	54	36.951
Media tensión	66.906	1.361	3.266	59	67	71.660
3.1 A	14.484	436	756	13	17	15.707
6.1 A	52.422	925	2.511	46	50	55.953
6.1 B	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	60.708	113	111	-	-	60.932
6.2	23.570	113	111	-	-	23.794
6.3	11.361	-	-	-	-	11.361
6.4 (1)	25.777	-	-	-	-	25.777
Total	234.078	5.813	8.447	187	203	248.729
	% variación 2019 sobre 2018					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	2,0%	2,8%	1,5%	0,3%	0,6%	2,0%
2.0 A	-3,6%	-5,0%	-5,0%	0,3%	0,6%	-3,7%
2.0 A DHA	23,1%	28,7%	40,1%	0,4%	17,1%	23,8%
2.0 A DHS	5,7%	15,0%	-30,0%	-	0,0%	5,3%
2.1 A	-5,5%	-3,6%	-4,5%	0,3%	-1,8%	-5,4%
2.1 A DHA	8,4%	24,1%	15,1%	0,1%	4,5%	9,1%
2.1 A DHS	4,1%	6,0%	50,0%	-	-	8,4%
3.0 A	1,0%	1,0%	0,0%	0,3%	0,6%	1,0%
Media tensión	-7,3%	0,0%	0,0%	0,3%	0,5%	-6,8%
3.1 A	-2,1%	0,0%	0,0%	0,3%	2,0%	-2,0%
6.1 A	0,5%	0,0%	0,0%	0,3%	0,0%	0,5%
6.1 B	-100,0%	-	-	-	-	-100,0%
Alta tensión	10,9%	0,0%	-2,0%	-	-	10,8%
6.2	31,0%	0,0%	-2,0%	-	-	30,6%
6.3	1,0%	-	-	-	-	1,0%
6.4 (1)	1,0%	-	-	-	-	1,0%
Total	1,2%	2,1%	0,9%	0,3%	0,6%	1,2%

Fuente: CNMC

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

En el Cuadro 7 se resumen las previsiones de la CNMC relativas al número de clientes, potencia contratada y consumo por periodo horario para el ejercicio 2019. Se estima que en 2019 se mantendrán las tendencias previstas para el cierre del ejercicio 2018, esto es, con carácter general, el consumo de los suministros conectados en baja tensión aumentará por encima de la media, mientras que el consumo de los conectados en media y alta tensión aumentarán por debajo de la media. Se mantiene el trasvase de consumidores hacia peajes con discriminación horaria y la tendencia en las potencias contratadas, que se serán decrecientes en todos los peajes, con la excepción de la de los clientes conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW acogidos a discriminación horaria y los consumidores acogidos al peaje 6.4.

Cuadro 7. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso previstos por la CNMC para 2019. Sistema Nacional

	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2018						Energía consumida por periodo horario (GWh). Previsión 2018						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	29.241.013	142.622	20.645	20.871			72.634	32.466	8.783					113.883
2.0 A	23.258.289	92.489					52.692							52.692
2.0 A DHA	4.387.003	20.585					6.201	9.805						16.005
2.0 A DHS	6.587	33					14	12	16					42
2.1 A	598.611	7.408					5.081							5.081
2.1 A DHA	225.737	2.755					1.237	2.224						3.462
2.1 A DHS	805	38					4	4	3					12
3.0 A	763.981	19.314	20.645	20.871			7.405	20.421	8.763					36.589
Media tensión	109.249	18.589	19.552	20.658	13.239	13.391	19.296	8.533	13.209	10.179	6.245	8.056	30.687	76.909
3.1 A	88.363	5.851	6.564	7.521			3.182	6.495	6.345					16.022
6.1 A	19.672	11.611	11.803	11.947	12.042	12.180	17.651	4.906	6.116	3.486	5.672	7.321	28.191	55.692
6.1 B	1.214	1.127	1.185	1.190	1.197	1.211	1.645	445	598	349	573	734	2.497	5.195
Alta tensión	2.703	8.398	8.942	9.212	9.436	9.598	11.864	3.544	5.021	2.812	4.799	6.396	32.409	54.982
6.2	1.621	3.092	3.190	3.241	3.262	3.279	4.315	1.337	1.768	992	1.657	2.158	10.300	18.212
6.3	434	1.616	1.793	1.808	1.883	1.912	2.258	691	1.001	575	982	1.303	6.691	11.243
6.4 (1)	648	3.690	3.959	4.163	4.291	4.406	5.291	1.515	2.253	1.245	2.160	2.936	15.418	25.527
Total	29.352.965	169.609	49.140	50.740	22.675	22.989	31.160	84.711	50.696	21.775	11.044	14.452	63.097	245.774

	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2019						Energía consumida por periodo horario (MWh). Previsión 2019						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	29.435.125	143.286	20.403	21.311			72.103	35.163	8.871					116.137
2.0 A	22.222.763	87.789					50.731							50.731
2.0 A DHA	5.603.211	26.000					7.715	12.097						19.812
2.0 A DHS	7.032	35					15	13	17					44
2.1 A	566.770	6.981					4.809							4.809
2.1 A DHA	260.860	3.183					1.351	2.426						3.777
2.1 A DHS	854	38					5	4	4					13
3.0 A	773.635	19.259	20.403	21.311			7.478	20.623	8.850					36.951
Media tensión	107.824	17.064	17.898	19.435	11.911	12.049	17.573	8.049	12.513	9.722	5.699	7.356	28.320	71.660
3.1 A	88.032	5.570	6.213	7.616			3.119	6.368	6.219					15.707
6.1 A	19.792	11.494	11.685	11.819	11.911	12.049	17.573	4.930	6.145	3.503	5.699	7.356	28.320	55.953
6.1 B														
Alta tensión	4.726	9.686	10.237	10.522	10.743	10.934	13.935	4.046	5.696	3.203	5.444	7.225	35.317	60.932
6.2	3.637	4.301	4.444	4.502	4.531	4.563	6.302	1.816	2.407	1.364	2.269	2.942	12.996	23.794
6.3	430	1.661	1.798	1.809	1.873	1.915	2.252	700	1.013	581	992	1.316	6.757	11.361
6.4 (1)	660	3.724	3.996	4.211	4.340	4.456	5.380	1.530	2.275	1.258	2.183	2.967	15.563	25.777
Total	29.547.675	170.036	48.538	51.268	22.654	22.982	31.508	84.198	53.372	21.796	11.143	14.582	63.638	248.729

% variación 2019 sobre 2018

	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario						Energía consumida por periodo horario						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	0,7%	0,5%	-1,2%	2,1%			-0,7%	8,3%	1,0%					2,0%
2.0 A	-4,5%	-5,1%					-3,7%							-3,7%
2.0 A DHA	27,7%	26,3%					24,4%	23,4%						23,8%
2.0 A DHS	6,8%	7,0%					5,5%	5,6%	4,8%					5,3%
2.1 A	-5,3%	-5,8%					-5,4%							-5,4%
2.1 A DHA	15,6%	15,5%					9,2%	9,1%						9,1%
2.1 A DHS	6,0%	1,7%					9,4%	8,5%	6,9%					8,4%
3.0 A	1,3%	-0,3%	-1,2%	2,1%			1,0%	1,0%	1,0%					1,0%
Media tensión	-1,3%	-8,2%	-8,5%	-5,9%	-10,0%	-10,0%	-8,9%	-5,7%	-5,3%	-4,5%	-8,7%	-8,7%	-7,7%	-6,8%
3.1 A	-0,4%	-4,8%	-5,3%	1,3%			-2,0%	-2,0%	-2,0%					-2,0%
6.1 A	0,6%	-1,0%	-1,0%	-1,1%	-1,1%	-1,1%	-0,4%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
6.1 B	-100,0%	-100,0%	-100,0%	-100,0%	-100,0%	-100,0%	-100,0%	-100,0%	-100,0%	-100,0%	-100,0%	-100,0%	-100,0%	-100,0%
Alta tensión	74,8%	15,3%	14,5%	14,2%	13,9%	13,9%	17,5%	14,2%	13,4%	13,9%	13,4%	13,0%	9,0%	10,8%
6.2	124,4%	39,1%	39,3%	38,9%	38,9%	39,1%	46,1%	35,8%	36,2%	37,5%	36,9%	36,3%	26,2%	30,6%
6.3	-1,1%	2,8%	0,3%	0,0%	-0,5%	0,1%	-0,2%	1,3%	1,2%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
6.4 (1)	1,8%	0,9%	0,9%	1,2%	1,1%	1,1%	1,7%	1,0%	1,0%	1,0%	1,1%	1,1%	0,9%	1,0%
Total	0,7%	0,3%	-1,2%	1,0%	-0,1%	0,0%	1,1%	-0,6%	5,3%	0,1%	0,9%	0,9%	0,9%	1,2%

Fuente: CNMC

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Finalmente, en el Cuadro 8 se presentan las variables de facturación previstas para 2019 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 2019 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 2019						Energía consumida por periodo horario (MWh). Previsión 2019						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	761	18.946	10.985	14.577			8.927	19.844	9.187				37.958	
2.0 A	158	636					852						852	
2.0 A DHS	292	1.561					759	1.182					1.941	
2.0 A DHS	12	58					40	33	33				105	
2.1 A	14	90					236						236	
2.1 A DHS	57	588					419	718					1.137	
2.1 A DHS	-	-					-	-	-				-	
3.0 A	228	16.012	10.985	14.577			6.621	17.912	9.154				33.687	
Media tensión	320	129.525	121.116	133.364	112.763	125.448	186.663	65.025	95.715	71.509	51.516	72.639	279.227	635.631
3.1 A	176	22.880	9.162	22.805				20.346	40.611	39.408				100.365
6.1 A	144	106.645	111.954	110.559	112.763	125.448	186.663	44.678	55.104	32.101	51.516	72.639	279.227	535.266
6.1 B														-
Alta tensión	64	105.920	108.622	108.807	108.946	108.169	173.000	47.148	64.942	38.845	64.449	87.954	376.580	679.917
6.2	63	67.920	70.122	70.307	70.446	69.669	133.500	26.595	36.077	23.856	39.710	54.953	204.235	385.427
6.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4	1	38.000	38.500	38.500	38.500	38.500	39.500	20.552	28.865	14.988	24.739	33.001	172.344	294.490
Total	1.145	254.391	240.724	256.748	221.709	233.617	359.664	121.099	180.501	119.540	115.966	160.593	655.807	1.353.506

Clientes acogidos al RD 900/2015. Información relativa a los cargos														
Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (kW). Previsión 2019						Energía consumida por periodo horario (MWh). Previsión 2019						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	761	18.534	10.657	14.195			7.269	13.927	581				21.778	
2.0 A	158	595					523						523	
2.0 A DHS	292	1.557					558	637					1.195	
2.0 A DHS	12	58					36	20	13				68	
2.1 A	14	88					83						83	
2.1 A DHS	57	586					4.676	8.398					13.075	
2.1 A DHS	-	-					-	-	-				-	
3.0 A	228	15.650	10.657	14.195			1.394	4.872	568				6.834	
Media tensión	320	137.741	129.332	141.254	121.242	133.927	190.643	73.356	93.460	53.538	70.515	89.162	333.144	713.174
3.1 A	176	22.617	8.899	22.216				5.551	10.650	10.080				26.280
6.1 A	144	115.124	120.433	119.038	121.242	133.927	190.643	67.805	82.810	43.459	70.515	89.162	333.144	686.894
6.1 B														-
Alta tensión	64	101.774	104.476	104.361	104.500	103.723	168.554	57.774	78.997	43.214	71.800	116.740	427.840	796.366
6.2	63	63.774	65.976	65.861	66.000	65.223	129.054	55.512	75.646	41.350	68.674	110.450	406.817	758.449
6.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4	1	38.000	38.500	38.500	38.500	38.500	39.500	2.262	3.351	1.864	3.127	6.291	21.023	37.917
Total	1.145	258.049	244.465	259.810	225.742	237.650	359.198	138.399	186.384	97.334	142.315	205.902	760.984	1.531.318

Fuente: Empresas

2.2. Previsión de los ingresos regulados para el cierre de 2018 y 2019

A continuación se presenta la previsión de ingresos para el cierre de 2018 y 2019 para el total nacional que resulta de aplicar los peajes de la Orden ETU/1282/2017² a las variables de facturación previstas para el cierre de 2018 y para 2019. En el Anexo II del presente informe se detallan los ingresos de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2018 y 2019 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 La Orden ETU/1282/2017 mantuvo los términos de potencia y energía establecidos en la Orden ETU/1976/2016, Orden IET/2735/2015, Orden IET/2444/2014 y en la Orden IET/107/2014 para los peajes 6.1 B, 6.1 A y resto de peajes, respectivamente.

Adicionalmente, se presenta la previsión de ingresos para el cierre del ejercicio 2018 y 2019 que resulta de considerar algunas de las modificaciones introducidas por el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. En particular, se ha tenido en cuenta el impacto de la eliminación del peaje 6.1 B y la consideración de la facturación de energía reactiva como ingreso no sujeto al procedimiento de liquidaciones. No se ha considerado el impacto que pudiera tener sobre la evolución de la potencia contratada y el consumo de la flexibilización de la contratación de potencia y la información al consumidor sobre los peajes con discriminación horaria.

2.2.1. Previsión de cierre 2018

Los ingresos que resultan de aplicar los peajes de acceso y cargos establecidos en la Orden ETU/1282/2017 a las variables de facturación previstas por la CNMC para el cierre de 2018 ascienden a 13.264 M€. Los ingresos que resultan de considerar el cambio introducido en la estructura de peajes por el Real Decreto-ley 15/2018 ascienden a 13.254 M€, inferior en 10 M€ (véase Cuadro 9).

Se indica que, en la estimación se ha considerado que todos los consumidores conectados a redes de tensión comprendida entre 30 kV y 36 kV se acogen al peaje 6.2 y que la nueva estructura de peajes aplica desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley.

Cuadro 9. Previsión CNMC de ingresos de acceso para el cierre de 2018

Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación acceso a precios de la Orden ETU/1282/2017 (miles €)	Facturación acceso a precios de la Orden ETU/1282/2017 + RD Ley 15/2018 (miles €)
Baja tensión	113.883	9.964.657	9.964.657
<i>Pc ≤ 10 kW</i>	68.740	7.030.003	7.030.003
2.0 A	52.692	5.838.480	5.838.480
2.0 DHA	16.005	1.189.368	1.189.368
2.0 DHS	42	2.154	2.154
<i>10 < Pc ≤ 15 kW</i>	8.554	866.841	866.841
2.1 A	5.081	620.679	620.679
2.1 DHA	3.462	244.066	244.066
2.1 DHS	12	2.096	2.096
<i>Pc > 15 kW</i>	36.589	2.067.813	2.067.813
3.0 A	36.589	2.067.813	2.067.813
Media tensión	76.909	2.685.198	2.675.020
3.1 A	16.022	826.677	825.529
6.1 A	55.692	1.724.388	1.724.388
6.1 B	5.195	134.133	125.103
Alta tensión	54.982	614.201	614.201
6.2	18.212	269.091	269.091
6.3	11.243	132.089	132.089
6.4 (1)	25.527	213.021	213.021
Total	245.774	13.264.056	13.253.878

Fuente: CNMC, Orden ETU/1282/2017

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Esta previsión de cierre no incluye los ingresos resultantes de la facturación por energía reactiva³ (128,7 M€ sin considerar el Real Decreto-ley 15/2018 o 94,4 M€ en caso contrario), los ingresos por excesos de potencia⁴ (147,9 M€), los ingresos por los peajes aplicables a los generadores⁵ (130,8 M€), los ingresos por cargos al autoconsumo⁶ (0,9 M€ sin considerar el Real Decreto-ley 15/2018 o 0,7 M€ en caso contrario), los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 (estimados en 10,7 M€, véase punto 3.3 del

³ La facturación por energía reactiva se corresponde con la facturación por energía reactiva registrada en los últimos doce meses (agosto 2017-julio 2018) en caso de no considerar el Real Decreto-ley 15/2018 y en los nueve últimos meses (noviembre 2017-julio 2018) en caso contrario.

⁴ La facturación por excesos de potencia se corresponde con la facturación por excesos de potencia registrada en los últimos doce meses (agosto 2017-julio 2018).

⁵ 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 2018, teniendo en cuenta los intercambios internacionales.

⁶ Los ingresos por autoconsumo resultan de considerar la previsión de las variables de facturación de los cargos proporcionadas por las empresas, los cargos establecidos en la Orden ETU/1282/2017 y una bonificación equivalente a la registrada hasta la Liquidación 8/2018 (95%).

presente informe), los ingresos por fraude⁷ (11,5 M€), los ingresos provenientes de los peajes por exportaciones a países no comunitarios (35,1 M€)⁸, los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO (-4,7 M€)⁹ y las rentas de gestión de congestión (133,5 M€)¹⁰.

Los ingresos totales de acceso previstos para el ejercicio 2018, resultado de considerar los conceptos anteriores, ascienden a 13.858,4 M€ sin considerar las modificaciones introducidas por el Real Decreto-ley 15/2018 y 13.809,8 M€ en caso contrario (véase Cuadro 10).

Cuadro 10. Ingresos totales de acceso previstos en la Orden ETU/1282/2017 para el ejercicio 2018 e ingresos de acceso previstos por la CNMC para el cierre de 2018

	Ingresos de acceso peajes Orden ETU/1282/2017 (miles €) (A)	Ingresos de acceso peajes Orden ETU/1282/2017 + RD-Ley 15/2018 (miles €) (B)	Diferencia (A) - (B)
Ingresos por peajes de consumidores	13.540.597	13.492.201	- 48.395
Facturación de peajes	13.264.056	13.253.878	- 10.178
Facturación energía reactiva	128.663	90.445	- 38.218
Facturación excesos de potencia	147.878	147.878	-
Ingresos por peajes de generadores	130.756	130.756	-
Ingresos por cargos al autoconsumo	943	721	- 222
Ingresos de conexiones internacionales	163.943	163.943	-
Ingresos por exportaciones	35.059	35.059	-
Ingresos acuerdo ETSO	- 4.662	- 4.662	-
Rentas de gestión de restricciones	133.546	133.546	-
Ingresos de clientes en régimen transitorio	10.746	10.746	-
Ingresos por fraude	11.461	11.461	-
Total ingresos de acceso	13.858.446	13.809.829	- 48.617

Fuente: CNMC y Orden ETU/1282/2017

⁷ Como mejor previsión de los ingresos por fraude se han tomado los ingresos registrados por este concepto en 2017.

⁸ Los ingresos por peajes de exportaciones a países no comunitarios son el resultado de la facturación real para el periodo enero-julio de 2018, según información de la base de datos de liquidaciones, y la facturación prevista para el periodo agosto-diciembre de 2018 que resulta de aplicar los precios de la Orden ETU/1282/2017 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 2017.

⁹ 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 2017 y junio de 2018, última información disponible en la base de datos de liquidaciones.

¹⁰ Las rentas de gestión de restricciones en conexiones internacionales para el cierre del ejercicio 2018 se han estimado aplicando la media móvil de doce meses a junio de 2018 (11,4%) a los ingresos registrados en los últimos doce meses (julio 2017-junio 2018).

Por otra parte, se estiman en 3.420 M€ los ingresos externos a los peajes, 2.670 M€ se corresponden con la recaudación derivada de los tributos y cánones y 750 M€ se corresponden con los ingresos procedentes de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, conforme a la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. Se indica, que en la estimación se han tenido en cuenta las modificaciones introducidas en el Real Decreto-ley 15/2018.

Cuadro 11. Ingresos externos a peajes previstos en la Orden ETU/1282/2017 y por la CNMC para 2018 e ingresos previstos por la CNMC para el cierre de 2018, considerando los cambios introducidos en el Real Decreto-ley 15/2018

	Previsión anual 2018 Orden ETU/1282/2017	Previsión inicial CNMC 2018 (A)	Previsión cierre 2018 sin RD-Ley 15/2018 (B)	Diferencia (B) - (A)	Previsión cierre 2018 + RD-Ley 15/2019 (C)	Diferencia (C) - (A)	Diferencia (C) - (B)
TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	2.959.463	2.959.463	3.151.298	191.835	2.670.120	- 289.343	- 481.178
Recaudación Impuesto sobre la producción	<i>n.d.</i>	1.523.982	1.782.914	258.932	1.354.228	- 169.754	- 428.686
Impuesto nuclear	<i>n.d.</i>	285.406	277.049	- 8.357	277.049	- 8.357	-
Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado	<i>n.d.</i>	10.733	8.244	- 2.488	8.244	- 2.488	-
Recaudación canon hidráulico	<i>n.d.</i>	204.769	337.493	132.725	337.493	132.725	-
Impuestos especiales hidrocarburos	<i>n.d.</i>	649.988	477.645	- 172.343	425.152	- 224.835	- 52.492
Impuesto carbón	<i>n.d.</i>	284.586	267.953	- 16.633	267.953	- 16.633	-
INGRESOS SUBASTAS EMISIONES CO2	450.000	369.000	450.000	81.000	750.000	381.000	300.000
TOTAL	3.409.463	3.328.463	3.601.298	272.835	3.420.120	91.657	- 181.178

Fuente: CNMC, Orden ETU/1282/2017 y Real Decreto-ley 15/2018

Al respecto cabe señalar que la Ley 6/2018, de 3 de julio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2018 establece en 3.023 M€ el límite presupuestario de los ingresos derivados de la Ley 15/2012 (2.654 M€ por los tributos y cánones y 369 M€ por las subastas de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero), si bien en la Disposición adicional centésima trigésima, en la redacción dada por el Real Decreto-ley 15/2018, se prevé la ampliación de crédito hasta importe efectivo en el caso de tributos y cánones y hasta 750 M€¹¹ en el caso de los ingresos procedentes de las subastas de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

¹¹ Al respecto se indica que, a la fecha de elaboración del presente informe se ha alcanzado el límite previsto en la Ley 6/2018 correspondiente a los derechos de emisión de gases de efecto invernadero (369 M€) y que no se ha procedido a la solicitud de ampliación de crédito.

Finalmente, cabe señalar que, conforme a la Disposición adicional septuagésima de la Ley 6/2018, de 3 de julio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2018, el Ministerio de Transición Ecológica (antes Ministerio de Energía Turismo y Agenda Digital) transferirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia crédito por importe de 40.000 miles de euros para hacer frente a la supresión del peaje 6.1 B.

En el Cuadro 12 se comparan los ingresos totales para la financiación de los costes del sistema previstos para el cierre del ejercicio 2018 según la Orden ETU/1282/2017 y los previstos por la CNMC.

Cuadro 12. Ingresos totales previstos en la Orden ETU/1282/2017 para 2018 e ingresos previstos por la CNMC para el cierre de 2018, considerando los cambios introducidos en el Real Decreto-ley 15/2018

Ingresos de regulados (miles €)	Previsión anual 2018 Orden ETU/1282/2017 [1]	Previsión cierre 2018 con RD-Ley 15/2018 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos por peajes de acceso (A)	14.002.943	13.809.829	- 193.114	-1,4%
Ingresos por peajes de consumidores	13.676.243	13.492.201	- 184.042	-1,3%
Ingresos por peajes a generadores	131.000	130.756	- 244	-0,2%
Ingresos por cargos al autoconsumo	-	721	721	
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	12.000	10.746	- 1.254	-10,4%
Ingresos por fraude	17.000	11.461	- 5.539	-32,6%
Ingresos de conexiones internacionales	166.700	163.943	- 2.757	-1,7%
Ingresos externos a peajes (B)	3.409.463	3.430.298	20.835	0,6%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.959.463	2.670.120	- 289.343	-9,8%
Ingresos subastas CO2	450.000	750.000	300.000	66,7%
Compensación eliminación peaje 6.1 B		10.178	10.178	
Total ingresos regulados (A) + (B)	17.412.406	17.240.126	- 172.280	-1,0%

Fuente: CNMC, Orden ETU/1282/2017 y Real Decreto-ley 15/2018

Se observa que los ingresos procedentes de peajes de acceso resultan un 1,4% (-193 M€) inferiores a los previstos en la Orden ETU/1282/2017, motivado, fundamentalmente, por los menores ingresos por peajes de acceso de consumidores. Esta reducción en los ingresos por peajes de acceso de los consumidores se debe, por una parte, a una evolución de la potencia de los consumidores acogidos a los peajes 2.0 A, 3.0 A, 6.1 A y 6.1B más desfavorable a la inicialmente prevista en los peajes, parcialmente compensada por la evolución favorable del consumo de los suministro conectados en alta tensión, y, por otra, la no consideración como ingresos liquidable del sistema de la facturación por energía reactiva desde el 7 de octubre de 2018.

Por el contrario, los ingresos externos a peajes previstos para el cierre del ejercicio resultan un 0,6% superiores (21 M€) a los previstos en la Orden ETU/1282/2017, incluyendo el impacto de la supresión del peaje 6.1 B (10,2 M€), si bien los ingresos procedentes de los tributos se estiman inferiores en 289 M€ y los ingresos procedentes de las subastas de los derechos de CO₂ se estiman 300 M€ superiores a las previstas para el ejercicio en la Orden ETU/1282/2017, respectivamente.

No obstante se indica que, con los límites fijados en la Ley 6/2018, de 3 de julio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2018, los ingresos procedentes de las subastas de los derechos de CO₂ (369 M€) resultan un 18% inferiores a los previstos en la Orden ETU/1282/2017 (450 M€) y un 51% inferiores a los previstos para el cierre del ejercicio 2018 (750 M€). Asimismo, los ingresos procedentes de la aplicación de tributos de la Ley 15/2012 (2.654 M€) resultan un 10% inferiores a los previstos en la Orden ETU/1282/2017 (2.959 M€) y un 0,6% inferiores a los previstos para el cierre del ejercicio 2018 (750 M€).

Como resultado de lo anterior, los ingresos totales previstos para el cierre del ejercicio 2018 resultan 172 M€ inferiores a los previstos en la Orden ETU/1282/2017.

2.2.2. Previsión 2019

En el Cuadro 13 se muestra el resultado de aplicar a las variables de facturación previstas para el ejercicio 2019 (ver Cuadro 7) los peajes de acceso establecidos en la Orden ETU/1282/2017, considerando la estructura del Real Decreto-ley 15/2018. Los ingresos previstos para 2019 ascienden a 13.232,2 M€, importe similar al previsto para el cierre del ejercicio 2018 (13.253 M€), motivado, por una parte, porque se espera un movimiento de los consumidores conectados en baja tensión con potencias contratadas inferior a 15 kW de peajes sin discriminación horaria hacia peajes con discriminación horaria y, por otra parte, porque el aumento de la demanda de los consumidores es parcialmente compensado por la contracción de la potencia contratada, así como por el impacto de la eliminación del peaje 6.1 B (estimado en 43,8 M€).

Cuadro 13. Ingresos de acceso resultantes de facturar a las variables de facturación previstas para el cierre de 2018 y 2019 a los peajes establecidos en la Orden ETU/1282/2017, considerando la estructura de peajes del Real Decreto-Ley 15/2018

Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Previsión cierre 2018, considerando RD-Ley 15/2018 (miles €) (A)	Previsión 2019, considerando RD-Ley 15/2018 (miles €) (B)	Diferencia (A) - (B)
Baja tensión	116.137	9.964.657	10.003.619	38.962
<i>Pc ≤ 10 kW</i>	70.587	7.030.003	7.069.977	39.974
2.0 A	50.731	5.838.480	5.573.304	- 265.177
2.0 DHA	19.812	1.189.368	1.494.381	305.013
2.0 DHS	44	2.154	2.291	137
<i>10 < Pc ≤ 15 kW</i>	8.599	866.841	862.501	- 4.340
2.1 A	4.809	620.679	586.114	- 34.565
2.1 DHA	3.777	244.066	274.226	30.160
2.1 DHS	13	2.096	2.161	66
<i>Pc > 15 kW</i>	36.951	2.067.813	2.071.141	3.328
3.0 A	36.951	2.067.813	2.071.141	3.328
Media tensión	71.660	2.675.020	2.507.876	- 167.144
3.1 A	15.707	825.529	794.529	- 31.000
6.1 A	55.953	1.724.388	1.713.347	- 11.041
6.1 B		125.103	-	- 125.103
Alta tensión	60.932	614.201	720.723	106.522
6.2	23.794	269.091	372.084	102.994
6.3	11.361	132.089	133.370	1.281
6.4 (1)	25.777	213.021	215.268	2.247
Total	248.729	13.253.878	13.232.218	- 21.660

Fuente: CNMC, Orden ETU/1282/2017 y Real Decreto-ley 15/2018

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Dichas previsiones no incluyen los ingresos por excesos de potencia¹² (139,9 M€), peajes de acceso aplicables a la generación¹³ (132,4 M€), los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 (véase epígrafe 3.3 del presente informe) (10,7 M€), los ingresos por fraude¹⁴ (11,5 M€), ingresos provenientes de los peajes por exportaciones a países no

¹² Se estima que la facturación por excesos de potencia de 2019 variará en la misma proporción que la facturación por excesos de potencia prevista para el cierre del ejercicio 2018 y la facturación real por excesos de potencia del año 2017 (-5,4%).

¹³ Los ingresos por los peajes aplicables a los generadores se estiman aplicando 0,5 €/MWh a la previsión de demanda en b.c. del 2019, teniendo en cuenta los intercambios internacionales.

¹⁴ Los ingresos por fraude son el resultado de mantener los importes previstos para el cierre de 2018.

comunitarios¹⁵ (36,9 M€), ingresos o costes derivados del acuerdo ESTO (-4,7 M€) ni las rentas de gestión de congestión¹⁶ (133,5 M€).

Los ingresos regulados previstos para el ejercicio 2019, resultado de considerar los conceptos anteriores, ascienden a 13.693 M€, 117 M€ inferiores (-0,8%) a los previstos para el cierre de 2018 (13.810 M€) (véase Cuadro 14).

Cuadro 14. Ingresos totales de acceso previstos para el cierre de 2018 y 2019, considerando modificaciones introducidas por el Real Decreto-ley 15/2018.

Ingresos acceso (miles €)	Previsión cierre 2018 (A)	Previsión 2019 (B)	(B) - (A) (miles €)	%variación (B) sobre (A)
Ingresos por peajes de consumidores	13.492.201	13.372.126	- 120.075	-0,9%
Facturación de peajes	13.253.878	13.232.218	- 21.660	-0,2%
Facturación energía reactiva	90.445	-	- 90.445	-100,0%
Facturación excesos de potencia	147.878	139.909	- 7.970	-5,4%
Ingresos por peajes de generadores	130.756	132.429	1.673	1,3%
Ingresos por cargos al autoconsumo	721	-	- 721	-100,0%
Ingresos de conexiones internacionales	163.943	165.751	1.807	1,1%
Ingresos por exportaciones	35.059	36.866	1.807	5,2%
Ingresos acuerdo ETSO	- 4.662	- 4.662	-	0,0%
Rentas de gestión de restricciones	133.546	133.546	-	0,0%
Ingresos de clientes en régimen transitorio	10.746	10.746	-	0,0%
Ingresos por fraude	11.461	11.461	-	0,0%
Total ingresos de acceso	13.809.829	13.692.513	- 116.595	-0,8%

Fuente: CNMC, Orden ETU/1282/2017 y Real Decreto-ley 15/2018

Finalmente, en 2019 se estiman en 2.976 M€ los ingresos externos a los peajes de acceso, importe 445 M€ inferior al previsto para el cierre del ejercicio. 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 2.526 M€ y los ingresos procedentes de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero ascenderán a 450 M€ (véase Cuadro 15).

¹⁵ 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 (5.317 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 2017 y julio de 2018, a los precios de la Orden ETU/1282/2017.

¹⁶ Los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO y las rentas de gestión de congestión previstas para 2019 son el resultado de mantener los importes previstos para el cierre previsto de 2018.

Cuadro 15. Ingresos externos a peajes previstos para el cierre de 2018 Y 2019, considerando los cambios introducidos en el Real Decreto-ley 15/2018

	Previsión cierre 2018 (A)	Previsión inicial 2019 (B)	Diferencia (B) - (A)
TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	2.670.120	2.525.650	- 144.470
<i>Recaudación Impuesto sobre la producción</i>	1.354.228	1.383.448	29.220
<i>Impuesto nuclear</i>	277.049	277.049	-
<i>Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado</i>	8.244	8.244	-
<i>Recaudación canon hidráulico</i>	337.493	339.906	2.413
<i>Impuestos especiales hidrocarburos</i>	425.152	238.025	- 187.127
<i>Impuesto carbón</i>	267.953	278.977	11.024
INGRESOS SUBASTAS EMISIONES CO2	750.000	450.000	- 300.000
TOTAL	3.420.120	2.975.650	- 444.470

Fuente: CNMC, Orden ETU/1282/2017 y Real Decreto-ley 15/2018

2.3. Previsión de costes regulados para el cierre de 2018 y 2019

A continuación se resume la previsión de costes regulados para el cierre de 2018 y 2019. 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 2018

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

Desajuste 2017

En el Cuadro 16 se muestra la previsión para la Liquidación de cierre de 2017 tomando como punto de partida el resultado de la Liquidación 14/2017¹⁷. En la liquidación de cierre de 2017 se prevén incluir las siguientes partidas:

- En la medida en que el apartado 4 del artículo 72 del RD 738/2015 se establece el procedimiento de cálculo de la retribución adicional que se debe incorporar en las liquidaciones provisionales a cuenta, pero no establece una provisión específica para la liquidación de cierre del sistema, se ha imputado en la liquidación de cierre del ejercicio 2017 el 50% de lo acreditado en despacho, según las últimas liquidaciones recibidas a la fecha.
- Impacto de los Recursos Contencioso-Administrativos, interpuestos por diversas empresas contra la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica para el año 2016¹⁸.
- En la liquidación definitiva del ejercicio 2017 se ha incluido 1,9 M€ por los costes incurridos por el operador del mercado derivados del proyecto de desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión de una plataforma conjunta de negociación para un mercado intradiario de ámbito europeo,

¹⁷ Para más información véase el *Informe de seguimiento de la Liquidación provisional 14/2017. Análisis de resultados y seguimiento mensual de la proyección anual de los ingresos y costes del sistema eléctrico*, disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/1999833_4.pdf

¹⁸ La Dirección General de Política Energética y Minas comunicó a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) el pasado 11 de julio de 2018, del desglose de las partidas y términos para los Recursos Contencioso-Administrativos, interpuestos por diversas empresas contra la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica para el año 2016. En dicha comunicación se establecen las nuevas retribuciones a liquidar en el ejercicio 2016 para 37 distribuidoras de los grupos B y C. En la medida en la Orden ETU/1976/2016 mantiene provisionalmente la misma retribución para el ejercicio 2017 estos mismos importes se incluirán en la Liquidación Definitiva de 2017.

y de la creación y operación de la unidad de seguimiento y monitorización para la implementación del Reglamento (UE) n.º 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía.

- Ingresos procedentes de la Ley 15/2012 correspondientes al ejercicio 2017.
- Impacto de la ampliación presupuestaria para incluir los ingresos correspondientes al certificado de noviembre. La Ley 3/2017, de 27 de junio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2017 contemplaba los límites de 2.650 M€ y 360 M€ a los ingresos procedentes de los impuestos incluidos en el apartado a) de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012 y de las subastas de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, respectivamente. Los citados límites de gasto fueron superados en la Liquidación provisional 14/2017 con el certificado de noviembre, por lo que se procedió a solicitar una ampliación presupuestaria, conforme a lo previsto en la Disposición adicional centésima décima séptima, de la citada Ley 3/2017.

Según dichas previsiones en la Liquidación de cierre de 2017 se produciría un desajuste positivo estimado en 150,8 M€.

Cuadro 16. Previsión del desajuste de ingresos y costes para la Liquidación de cierre de 2017

Resultado Liquidación 14/2017 (miles €) (A)	116.995
Ajustes costes (+)/ ingresos (-) del ejercicio (miles €) (B)	242.087
Retribución adicional SNP	248.900
Retribución distribución	6.473
Intradiario europeo OMIE	1.900
Otros costes e ingresos del ejercicio	- 15.186
Ingresos Ley 15/2012 (miles) (C)	298.822
Ampliación presupuestaria Certificado de noviembre	189.160
Impuestos	135.739
Subastas CO2	53.422
Canon hidráulico	109.661
Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados de ejercicios anteriores(miles €) (D)	22.944
Sentencia Tribunal Supremo Déficit 2013	15.344
DT8ª Real Decreto 413/2014	7.600
Desajuste Liquidación definitiva 2017 (miles €) (A) - (B) + (C) - (D)	150.786

Fuente: CNMC

En el Cuadro 17 se comparan los costes de acceso y regulados previstos para 2018, según información que acompaña a la Orden ETU/1282/2017 y la previsión de cierre del ejercicio con la última información disponible por la CNMC.

Respecto de los costes de acceso, se estima que resulten un 2,1% (380,1 M€) inferiores a los previstos en la Orden ETU/1282/2017, motivado, principalmente, por una menor retribución adicional de los sistemas no peninsulares (-162 M€) y, en menor medida, una menor anualidad de FADE (-81,3 M€), una menor retribución del transporte (-58,8 M€), una menor retribución de las instalaciones de generación RECORE peninsular(-51,7 M€) y una menor retribución de la distribución (-27,3 M€) respecto de las inicialmente previstas.

Asimismo, se estima que los costes regulados previstos para 2018, resultado de considerar, además de los peajes de acceso, el saldo de los pagos por capacidad y otros costes regulados, sean un 2% (354,2 M€) inferiores a los previstos en la Orden ETU/1282/2017, debido principalmente a la incorporación del saldo de los pagos por capacidad (410 M€) y del impacto de la Liquidación definitiva de los SNP correspondiente al ejercicio 2015 (320 M€), parcialmente compensado por el impacto del reconocimiento de la retribución de la distribución correspondiente al ejercicio 2017 (214 M€) .

Cuadro 17. Comparación de los costes regulados previstos para el cierre de 2018 y los costes previstos en la Orden ETU/1282/2017

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Orden ETU/1282/2017 [1]	Previsión CNMC cierre 2018 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Coste Transporte	1.743.230	1.684.460	- 58.770	-3,4%
Coste Distribución	5.475.194	5.447.899	- 27.295	-0,5%
Retribución renovables, cogeneración y residuos peninsular	7.150.000	7.098.331	- 51.669	-0,7%
Retribución sistemas no peninsulares (SNP)	780.077	618.090	- 161.987	-20,8%
Retribución adicional	n.d.	549.033		
Retribución específica	n.d.	69.057		
Servicio de interrumpibilidad	7.000	8.120	1.120	16,0%
Cuotas	20.946	20.732	- 214	-1,0%
Tasa CNMC	20.807	20.594	- 213	-1,0%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	139	137	- 2	-1,2%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.822.655	2.741.330	- 81.325	-2,9%
Costes de acceso (A)	17.999.102	17.618.962	- 380.140	-2,1%
Déficit (+)/ Superavit (-) Pagos por Capacidad (B)	- 330.090	- 409.915	- 79.825	24,2%
Ingresos Pagos por capacidad	682.550	683.735	1.185	0,2%
Coste Pagos por Capacidad	352.460	273.820	- 78.640	-22,3%
Incentivo a la inversión	n.d.	197.336		
Incentivo a la disponibilidad	n.d.	76.484		
Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (C)	- 260.676	- 154.887	105.789	-40,6%
Retribución distribución 2017	-	214.266	214.266	
Liquidación definitiva SNP 2015	- 303.176	- 320.011	- 16.835	5,6%
Retribución adicional	n.d.	- 341.631		
Retribución específica	n.d.	21.620		
Retribución RECORE SNP 2015		- 43.239	- 43.239	
DT8ª Real Decreto 413/2014	2.500	- 5.903	- 8.403	-336,1%
Fondo de contingencias	40.000	-	- 40.000	-100,0%
Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)	17.408.336	17.054.160	- 354.176	-2,0%

Fuentes: CNMC, Orden ETU/1282/2017 y escandallo que le acompaña y Real Decreto-ley 15/2018.

A continuación se describen brevemente las principales diferencias entre los costes previstos para el cierre del ejercicio y los de la Orden ETU/1282/2017.

- *Retribución del transporte*

La retribución del transporte prevista para el ejercicio 2018 se corresponde con la recogida en el “Acuerdo por el que se propone la retribución a reconocer a las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el ejercicio 2018. Aplicación de la metodología del Real Decreto 1047/2013”¹⁹, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 19 de diciembre de 2017, dado que a la fecha no se ha publicado la Orden por la

¹⁹ Disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/1893517_5.pdf

que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para dicho ejercicio.

- *Retribución de la distribución*

La retribución de la distribución prevista para el ejercicio 2018 parte de la propuesta de retribución recogida en el “Acuerdo por el que se propone la retribución a reconocer a las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para el ejercicio 2018. Aplicación de la metodología del Real decreto 1048/2013”²⁰, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el pasado 28 de junio de 2018, a la que se ha incorporado el impacto de los recursos de reposición interpuestos por varias empresas distribuidoras contra la Orden IET/980/2016, al modificar éstos parámetros tales como la vida residual o el porcentaje de financiación.

Al respecto se indica que dicha cifra basada en la retribución de la Orden IET/980/2016 es susceptible de ser modificada una vez se resuelvan tanto los recursos pendientes como el procedimiento de declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016, anunciado en el BOE el 15 de septiembre de 2017.

En este sentido se indica que se estima en 214 M€ el impacto en el ejercicio 2018 de la revisión de la retribución de la distribución correspondiente al ejercicio 2017.

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

Se estima en 7.167 M€ la retribución de la producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos prevista para el cierre del ejercicio 2018. Se indica que 7.098 M€ se corresponde con la retribución específica de las instalaciones localizadas en el sistema peninsular y 67,6 M€ se corresponde con el 50% de la retribución de las instalaciones localizadas en territorio no peninsular.

Por otra parte, se ha considerado el impacto del punto primero de la Disposición adicional tercera de la Orden ETU/1282/2017 en la liquidación definitiva de los SNP del ejercicio 2015 y, coherentemente, en la retribución específica de ese mismo ejercicio.

Finalmente, se estiman en 5,9 M€ el impacto de las reliquidaciones de la DT8^a del RD 413/2014 en el ejercicio 2018.

²⁰ Disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/2141059_1.pdf

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

Se estima que la retribución adicional de los SENP correspondiente al ejercicio 2018 alcanzará 1.098 M€, de cuyo importe el 50% (549 M€) será financiada con cargo a los peajes de acceso, según establece la Disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013.

- *Anualidades para la financiación del déficit*

Desde la publicación de la Orden ETU/1282/2017 hasta el 15 de octubre de 2018 se han registrado nuevas emisiones de FADE (emisiones 76^a, 77^a, 78^a y 79^a) y dos amortizaciones de bonos. La anualidad correspondiente a FADE tras dichas emisiones asciende a 2.087.057.068,14 € cifra inferior en 81,3 M€ a la incluida en la Orden ETU/1282/2017 (2.168.381.731,56 €)

Cabe indicar que esta previsión deberá ser nuevamente ajustada antes del cierre de este año en caso de que FADE realice emisiones adicionales.

- *Saldo de los pagos por capacidad*

Según la última información disponible por la CNMC, el superávit de los pagos por capacidad asciende a 410 M€, cifra que supera en 80,0 M€, al previsto en Orden ETU/1282/2017. Si bien en la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden no se proporciona información sobre los costes de los pagos por capacidad previstos para 2018, la diferencia podría estar motivada por la eliminación del incentivo de disponibilidad para el segundo semestre de 2018.

2.3.2. Previsión 2019

Análogamente a la previsión de cierre de 2018, en este apartado se analiza, en primer lugar, el desajuste entre ingresos y costes 2018, a efectos de establecer, en su caso, el impacto que pudiera derivarse en los ingresos y costes del ejercicio 2019. En segundo lugar, se resumen los costes previstos para 2019. En el Anexo IV del informe se detallan las hipótesis que sirven de base para la estimación.

Desajuste 2018

En el Cuadro 18 se comparan los costes de acceso e ingresos previstos para el 2018 según la Orden ETU/1282/2017 y los previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio. Según dicho escenario de previsión en 2018 se produciría un desajuste positivo estimado en 186 M€, por lo que no tendría impacto sobre el ejercicio 2019.

No obstante, se señala que el desajuste del ejercicio depende en gran medida de la ampliación presupuestaria prevista en la Disposición adicional centésima

trigésima, de la Ley 6/2018, en la redacción dada por el Real Decreto-ley 15/2018. En caso de no producirse la citada ampliación presupuestaria, en el ejercicio 2018 se produciría un desajuste de 211,2 M€.

Cuadro 18. Previsión del desajuste temporal de ingresos y costes para el cierre de 2018 de la Orden ETU/1282/2017 y de la CNMC

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Orden ETU/1282/2017 [1]	Previsión CNMC cierre 2018 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos regulados (A)	14.002.943	13.809.829	- 193.114	-1,4%
Ingresos por peajes de consumidores	13.676.243	13.492.201	- 184.042	-1,3%
Ingresos por peajes a generadores	131.000	130.756	- 244	-0,2%
Ingresos por cargos al autoconsumo	-	721	721	
Ingresos por fraude	17.000	11.461	- 5.539	-32,6%
Ingresos art. 17 RD 216/2014	12.000	10.746	- 1.254	-10,4%
Ingresos de conexiones internacionales	166.700	163.943	- 2.757	-1,7%
Ingresos externos a peajes (B)	3.409.463	3.430.298	20.835	0,6%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.959.463	2.670.120	- 289.343	-9,8%
Ingresos subastas CO2	450.000	750.000	300.000	66,7%
Compensación eliminación peaje 6.1 B		10.178		
Total ingresos regulados (C) = (A) + (B)	17.412.406	17.240.126	- 172.280	-1,0%
Costes regulados (D)	17.408.336	17.054.160	- 354.176	-2,0%
Costes de acceso	17.999.102	17.618.962	- 380.140	-2,1%
Saldo de pagos por capacidad	- 330.090	- 409.915	- 79.825	24,2%
Otros costes regulados	- 260.676	- 154.887	105.789	-40,6%
Desajuste de actividades reguladas (C) - (D)	4.070	185.967	181.897	4469,2%

Fuentes: CNMC, Orden ETU/1282/2017 y escandallo que le acompaña y Real Decreto-ley 15/2018.

En el Cuadro 19 se comparan los costes de acceso y regulados previstos para el cierre de 2018 y 2019, teniendo en cuenta la última información disponible por la CNMC. En el Anexo IV del informe se detallan las hipótesis de cálculo.

Los costes de acceso previstos para el ejercicio 2019 se estiman en 17.767,5 M€, cifra que supera en 148,5 M€ (0,8%) al importe previsto para el cierre del ejercicio 2018, debido fundamentalmente al mayor coste de la retribución específica (127,3 M€) y de la retribución de la distribución (38,2 M€).

Los costes regulados previstos para 2019 se estiman en 17.409,2 M€, un 2,1% superiores a los previstos para el cierre del ejercicio 2018, debido, por una parte, al menor saldo de los pagos por capacidad, motivada por el incremento del coste asociado al servicio a la disponibilidad, y, por otra, a la menor incidencia de otros ingresos y costes regulados de ejercicios anteriores sobre el ejercicio 2019.

Cuadro 19. Comparación de los costes de acceso previstos para el cierre de 2018 y 2019

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Previsión cierre 2018 [1]	Previsión 2019 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Retribución Transporte	1.684.460	1.664.850	- 19.610	-1,2%
Retribución Distribución	5.447.899	5.486.099	38.199	0,7%
Retribución renovables, cogeneración y residuos peninsular	7.098.331	7.207.543	109.212	1,5%
Retribución sistemas no peninsulares	618.090	640.828	22.739	3,7%
Retribución adicional	549.033	553.662	4.629	0,8%
Retribución específica	69.057	87.167	18.110	26,2%
Servicio de interrumpibilidad	8.120	7.570	- 550	-6,8%
Cuotas	20.732	20.481	- 251	-1,2%
Tasa CNMC	20.594	20.345	- 249	-1,2%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	137	136	- 2	-1,2%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.741.330	2.740.088	- 1.242	0,0%
Costes de acceso (A)	17.618.962	17.767.459	148.497	0,8%
Déficit (+)/ Superavit (-) Pagos por Capacidad (B)	- 409.915	- 338.839	71.077	-17,3%
Ingresos Pagos por capacidad	683.735	685.569	1.833	0,3%
Coste Pagos por Capacidad	273.820	346.730	72.910	26,6%
Incentivo a la inversión	197.336	158.763	- 38.573	-19,5%
Incentivo a la disponibilidad	76.484	187.967	111.483	145,8%
Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (C)	- 154.887	- 19.420	92.228	-87,5%
Retribución distribución 2017	214.266		- 214.266	-100,0%
Liquidación definitiva SNP 2015	- 320.011	-	320.011	-100,0%
Retribución RECORE SNP 2015	- 43.239			
Liquidación definitiva TNP 2016		- 17.620	- 17.620	
DT8ª Real Decreto 413/2014	- 5.903	- 1.800	4.103	-69,5%
Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)	17.054.160	17.409.200	355.041	2,1%

Fuentes: CNMC, Orden ETU/1282/2017 y Memoria que acompañó a la propuesta de Orden.

Cabe señalar que, los ingresos previstos para el ejercicio 2019 (16.668,1 M€) resultan 741 M€ inferiores a los costes previstos para ese mismo ejercicio (17.409 M€). Teniendo en cuenta que el desajuste estimado supera el 2% de los ingresos previstos para el ejercicio, conforme al artículo 19 de la Ley 24/2013 se haría necesaria la revisión de los peajes de acceso. No obstante, se indica que el desajuste previsto para el ejercicio depende en gran medida de la previsión de ingresos externos a peajes.

3. Suministro de último recurso

3.1. Información relativa a los consumidores acogidos a PVPC

En el Cuadro 20 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 2017, 2018 y 2019.

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 2018 y 2019 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 2018 y 2019 se analiza la evolución del porcentaje del número de clientes, potencia contratada y consumo registrados en el periodo comprendido entre enero y julio de 2018 respecto del total de consumidores con derecho a PVPC, y se extrapola la tendencia registrada a la segunda parte del año 2018 y a 2019, 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 2018 y de 2019 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 20. Nº de clientes, potencia facturada y consumo de los consumidores acogidos a PVPC en el territorio nacional.

AÑO 2017			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	11.457.993	42.844.650	23.260.192
PVPC con DHA	655.099	3.367.109	3.789.544
PVPC con DHS	2.218	12.244	21.975
TOTAL	12.115.309	46.224.003	27.071.711

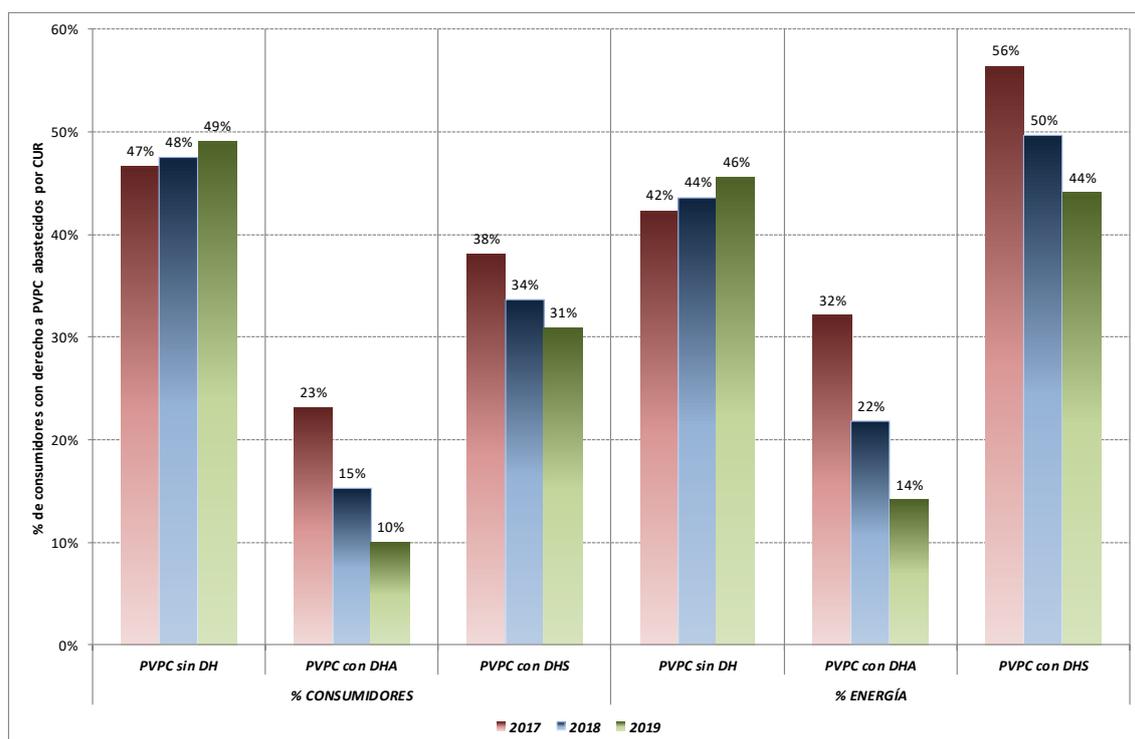
AÑO 2018			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	11.028.161	40.839.276	22.922.718
PVPC con DHA	671.137	3.337.644	3.488.299
PVPC con DHS	2.214	11.536	20.950
TOTAL	11.701.513	44.188.456	26.431.967

AÑO 2019			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	10.869.271	40.227.199	23.050.764
PVPC con DHA	561.888	2.826.219	2.807.278
PVPC con DHS	2.171	11.209	19.547
TOTAL	11.433.330	43.064.627	25.877.589

Fuente: Base de datos de liquidaciones y CNMC

Según dichos supuestos, se estima que en 2019, el 41% de los consumidores con potencia contratada inferior a 10 kW serán suministrados por un CUR, representando su consumo el 37% 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 DGPEM ha solicitado en su escrito información sobre la evolución de los ingresos de los comercializadores de referencia por la facturación de los consumidores a los que han aplicado el bono social, así como la desagregación por peajes de acceso del número de consumidores, potencia contratada por

periodo tarifario, consumo y facturación previsto para el cierre del ejercicio 2018 y 2019.

La CNMC solicitó, el pasado mes de mayo, información a las empresas eléctricas con objeto de dar cumplimiento a las funciones que esta Comisión tiene establecidas en la normativa vigente en relación con la revisión de los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2019. Entre la información requerida no se solicitó la relativa a los consumidores a los que se aplica el bono social, debido a que ésta no es necesaria para la emisión del correspondiente informe sobre la actualización de los peajes de acceso a las redes.

En consecuencia, se indica que no es posible la estimación para el cierre de 2018 y 2019 del número de consumidores, potencia contratada por periodo tarifario, consumo y facturación y energía asociada de los suministros a los que se aplica el bono social con la información disponible en la CNMC.

No obstante, a título informativo en el Cuadro 21 se muestra información relativa al número de clientes a los que se aplica el bono social, su consumo y el bono social correspondiente a 2017 y en el periodo comprendido entre enero y junio de 2018, de acuerdo con la última información disponible remitida por las empresas comercializadoras de último recurso. Se observa que, en 2017 el número de consumidores promedio acogido al bono social fue de 2.377.707. Entre enero y junio de 2018 el número de consumidores a los que se aplicó bono social ascendió a 2.406.904 un 1,2% superior al registrado en 2017.

Cuadro 21. Nº de Consumidores a los que se aplica bono social

Colectivo	2017			Enero-junio 2018		
	Nº clientes (diciembre 2017)	Consumo (MWh)	Bono social (miles €)	Nº clientes (junio 2018)	Consumo (MWh)	Bono social (miles €)
Resolución de 26 de junio de 2009	2.332.650	4.398.614	193.247	1.875.341	4.106.912	177.198
Tarifa social anterior al 1 de Julio de 2009	22.161	33.167	1.537	17.025	29.906	1.360
Consumidores con potencia menor a 3 kW	1.645.948	2.403.439	105.968	1.488.565	2.317.086	100.564
Pensionistas	332.302	787.423	36.103	188.474	701.996	31.405
Familias numerosas	256.542	977.784	40.805	141.495	890.175	36.482
Desempleados	75.697	196.801	8.834	39.782	167.749	7.386
Real Decreto 897/2017	3.535	22.127	915	621.239	502.135	20.965
Consumidores vulnerables	1.992	6.709	189	319.125	260.493	8.550
Pensionistas	72	2.041	57	71.897	56.612	1.826
Familia numerosas	1.593	3.481	101	116.001	130.637	4.516
Unidad familiar sin menores	150	759	19	118.894	63.251	1.921
Unidad familiar con un menor	67	192	5	6.904	5.180	146
Unidad familiar con dos menores	110	236	6	5.429	4.813	142
Consumidores vulnerables severos	1.543	15.418	726	302.114	241.642	12.415
Pensionistas	102	5.846	279	61.077	58.464	3.019
Familia numerosas	585	4.008	208	52.526	59.954	3.337
Unidad familiar sin menores	442	3.762	164	153.099	93.036	4.630
Unidad familiar con un menor	234	1.109	45	22.028	18.211	854
Unidad familiar con dos menores	180	694	30	13.384	11.977	575
TOTAL	2.336.185	4.420.742	194.161	2.496.580	4.609.047	198.163

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 2018 se estiman en 10.746 miles de €, importe equivalente a los ingresos reales registrados en el periodo comprendido entre agosto de 2017 y julio de 2018.

Los ingresos previstos por este concepto se estiman se mantendrán en el ejercicio 2019.

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 2014, 2015, 2016 y 2017.

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 2018 y 2019 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 2014, 2015, 2016 y 2017.

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

Comunidad Autónoma	Provincia	2014			
		Nº clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación acceso (miles €)
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 23. Número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación, desagregado 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

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

Comunidad Autónoma	Provincia	2016			
		Nº clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación acceso (miles €)
Andalucía		4.687.289	24.808	33.875	2.069.699
	Almería	427.907	2.238	2.965	184.549
	Cádiz	569.723	3.126	5.171	252.262
	Córdoba	410.161	2.243	2.791	192.526
	Granada	567.507	2.665	3.129	219.287
	Huelva	313.259	1.757	3.595	144.890
	Jaén	403.705	1.943	2.723	171.210
	Málaga	1.054.960	5.513	5.988	447.905
	Sevilla	940.067	5.322	7.513	457.070
Aragón		863.636	5.683	9.300	454.997
	Huesca	148.582	1.046	2.081	82.652
	Teruel	123.606	641	864	50.302
	Zaragoza	591.448	3.996	6.355	322.043
Asturias	Asturias	718.787	4.476	9.773	336.851
Baleares	Baleares	695.634	4.743	5.250	392.238
Canarias		1.162.041	6.195	8.010	518.167
	Las Palmas	603.531	3.432	4.652	291.318
	Santa Cruz de Tenerife	558.510	2.763	3.358	226.849
Cantabria	Cantabria	424.632	2.449	3.853	184.164
Castilla La Mancha		1.357.715	7.649	10.123	628.947
	Albacete	232.995	1.377	1.949	118.896
	Ciudad Real	323.967	1.767	2.256	147.523
	Cuenca	149.115	842	930	65.568
	Guadalajara	183.256	1.127	1.572	79.393
	Toledo	468.382	2.536	3.416	217.567
Castilla y León		1.587.186	9.562	12.147	735.848
	Ávila	115.676	701	615	50.884
	Burgos	211.773	1.504	2.341	115.584
	León	321.664	1.734	1.966	131.278
	Palencia	105.162	679	1.012	51.944
	Salamanca	215.036	1.313	1.376	100.179
	Segovia	137.462	688	861	55.643
	Soria	71.733	499	667	36.479
	Valladolid	278.335	1.730	2.620	140.858
	Zamora	130.345	714	690	53.000
Cataluña		4.204.813	28.351	40.832	2.344.309
	Barcelona	2.870.040	19.508	27.298	1.620.311
	Gerona	509.499	3.255	3.773	259.201
	Lérida	244.193	1.642	2.109	138.405
	Tarragona	581.081	3.946	7.652	326.392
Extremadura		558.267	2.986	3.845	242.939
	Badajoz	350.285	1.879	2.750	156.517
	Cáceres	207.982	1.107	1.096	86.422
Galicia		1.723.212	8.910	17.731	725.641
	La Coruña	708.446	3.754	7.696	305.263
	Lugo	254.480	1.644	5.214	122.570
	Orense	250.276	1.091	1.259	87.838
	Pontevedra	510.010	2.421	3.560	209.970
La Rioja	La Rioja	188.699	1.254	1.494	98.370
Madrid	Madrid	3.578.855	19.523	25.607	1.653.312
Murcia	Murcia	984.431	5.009	8.075	439.572
Navarra	Navarra	359.033	2.504	4.480	210.319
País Vasco		1.236.875	8.232	14.803	666.293
	Álava	172.590	1.373	2.434	111.823
	Guipúzcoa	410.206	2.819	5.241	232.221
	Vizcaya	654.079	4.040	7.129	322.250
Comunidad Valenciana		3.523.746	18.503	23.524	1.514.415
	Alicante	1.411.521	7.197	7.963	574.785
	Castellón	411.298	2.691	4.414	231.138
	Valencia	1.700.927	8.615	11.147	708.493
Total		27.854.851	160.837	232.723	13.216.083

Fuente: CNMC

Cuadro 25. Número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación, desgregado por provincia. Año 2017

Comunidad Autónoma	Provincia	2017			
		Nº clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación acceso (miles €)
Andalucía		4.716.122	24.482	34.651	2.073.110
	Almería	431.847	2.218	3.094	185.742
	Cádiz	572.255	3.074	5.264	252.262
	Córdoba	411.557	2.202	2.817	191.857
	Granada	571.703	2.644	3.173	219.971
	Huelva	314.971	1.748	3.733	145.945
	Jaén	404.275	1.920	2.803	171.647
	Málaga	1.064.819	5.435	6.089	447.936
	Sevilla	944.695	5.240	7.678	457.749
Aragón		867.102	5.574	9.569	452.473
	Huesca	149.088	1.034	2.206	83.175
	Teruel	123.902	632	876	50.084
	Zaragoza	594.112	3.908	6.488	319.214
Asturias	Asturias	722.485	4.459	9.875	333.596
Baleares	Baleares	701.202	4.657	5.446	394.728
Canarias		1.170.339	6.127	8.197	519.937
	Las Palmas	607.631	3.388	4.757	291.812
	Santa Cruz de Tenerife	562.708	2.739	3.441	228.126
Cantabria	Cantabria	428.619	2.409	4.076	182.614
Castilla La Mancha		1.362.840	7.561	10.178	624.326
	Albacete	232.266	1.359	1.991	118.586
	Ciudad Real	328.694	1.747	2.301	145.961
	Cuenca	150.094	833	955	65.281
	Guadalajara	183.352	1.113	1.489	78.153
	Toledo	468.434	2.509	3.443	216.344
Castilla y León		1.566.041	9.457	12.327	730.152
	Ávila	113.130	698	619	50.960
	Burgos	207.916	1.495	2.418	115.723
	León	319.330	1.702	1.969	129.345
	Palencia	103.617	665	1.021	50.939
	Salamanca	210.875	1.297	1.387	98.757
	Segovia	139.011	686	869	55.187
	Soria	70.625	497	710	36.763
	Valladolid	273.411	1.717	2.651	140.359
	Zamora	128.126	700	683	52.118
Cataluña		4.228.761	27.952	41.770	2.340.982
	Barcelona	2.887.381	19.244	27.845	1.616.270
	Gerona	512.489	3.222	3.906	260.670
	Lérida	245.235	1.608	2.164	137.663
	Tarragona	583.656	3.878	7.855	326.380
Extremadura		552.725	2.956	3.938	241.190
	Badajoz	350.123	1.864	2.858	156.155
	Cáceres	202.602	1.091	1.081	85.035
Galicia		1.737.636	8.812	17.731	716.594
	La Coruña	715.401	3.712	7.728	301.646
	Lugo	255.751	1.629	5.221	121.794
	Orense	251.517	1.080	1.243	86.209
	Pontevedra	514.967	2.391	3.540	206.944
La Rioja	La Rioja	185.873	1.237	1.478	97.215
Madrid	Madrid	3.577.834	19.212	25.445	1.627.007
Murcia	Murcia	1.016.735	5.001	8.444	446.755
Navarra	Navarra	356.420	2.481	4.608	208.348
País Vasco		1.233.508	8.122	15.194	656.906
	Álava	170.950	1.355	2.518	108.967
	Guipúzcoa	412.760	2.758	5.250	228.561
	Vizcaya	649.798	4.008	7.426	319.378
Comunidad Valenciana		3.619.718	18.316	24.187	1.521.708
	Alicante	1.453.757	7.138	8.140	579.121
	Castellón	418.590	2.654	4.626	230.123
	Valencia	1.747.371	8.523	11.421	712.464
Total		28.043.960	158.813	237.114	13.167.641

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 2017.

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.

4.3. Cargos implícitos en los peajes de acceso vigentes

En el Cuadro 26 se muestran los cargos implícitos en los peajes de acceso vigentes que resultarían de considerar los peajes de transporte y distribución resultantes de aplicar la metodología de la Circular 3/2014, considerando los calendarios establecidos en la Orden ITC/2794/2007, conforme a la solicitud de información de la DGPEM. En el Anexo VII se detalla el procedimiento de cálculo de los peajes de transporte y distribución.

Cuadro 26. Términos fijos y variables de los cargos implícitos en los peajes de acceso vigente considerando los peajes de transporte y distribución resultantes de aplicar la Circular 3/2014 y los calendarios de la Orden ITC/2794/2007. Año 2019

1.- Término de Potencia (€/kW y año)

Código	Peaje	Peajes metodología CNMC (Transporte, Distribución y Gestión Comercial)						Peajes de Acceso vigentes						Cargos implícitos					
		P1	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P2	P3	P4	P5	P6
TARIFAS DE BT																			
416	2.0A	29,0704						38,0434											8,9731
417	2.0 DHA	29,0704						38,0434											8,9731
426	2.0 DHS	29,0704						38,0434											8,9731
418	2.1A	29,0704						44,4447											15,3743
419	2.1 DHA	29,0704						44,4447											15,3743
427	2.1 DHS	29,0704						44,4447											15,3743
403	3.0A	9,5308	18,9011	1,2121				40,7289	24,4373	16,2916									31,1981 5,5362 15,0795
TARIFAS DE AT																			
404	3.1 A	26,5818	32,7774	2,7188				59,1735	36,4907	8,3677									32,5916 3,7133 5,6489
441	6.1 A	19,7955	17,4180	8,0330	7,1660	3,4032	3,4032	39,1394	19,5867	14,3342	14,3342	14,3342	6,5402	19,3439	2,1686	6,3011	7,1682	10,9309	3,1369
406	6.2	13,2502	10,1467	4,7750	4,2242	2,0843	2,0843	22,1583	11,0888	8,1151	8,1151	8,1151	3,7026	8,9082	0,9421	3,3402	3,8910	6,0308	1,6184
407	6.3	11,4751	8,3565	4,6254	4,1945	2,1248	2,1248	18,9162	9,4663	6,9278	6,9278	6,9278	3,1609	7,4411	1,1098	2,3024	2,7333	4,8029	1,0361
408	6.4	8,3193	6,6083	2,7207	2,7207	1,2162	1,2162	13,7063	6,8591	5,0197	5,0197	5,0197	2,2903	5,3870	0,2508	2,2990	2,2990	3,8035	1,0741

2.- Término de Energía (€/kWh)

Código	Peaje	Peajes metodología CNMC (Transporte, Distribución y Gestión Comercial)						Peajes de Acceso vigentes						Cargos implícitos					
		P1	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P2	P3	P4	P5	P6
TARIFAS DE BT																			
416	2.0A	0,006151						0,044027											0,037876
417	2.0 DHA	0,007611	0,003134					0,062012	0,002215										0,054401
426	2.0 DHS	0,007482	0,004490	0,001118				0,062012	0,002879	0,000886									0,054530
418	2.1A	0,006151						0,057360											0,051209
419	2.1 DHA	0,007611	0,003134					0,074568	0,013192										0,066957
427	2.1 DHS	0,007482	0,004490	0,001118				0,074568	0,017809	0,006596									0,067086
403	3.0A	0,009196	0,007319	0,001059				0,018762	0,012575	0,004670									0,008566 0,005256 0,003611
TARIFAS DE AT																			
404	3.1 A	0,010097	0,007663	0,001067				0,014335	0,012754	0,007805									0,004238 0,005091 0,006738
441	6.1 A	0,023325	0,013874	0,010507	0,005785	0,001065	0,001065	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137	0,003349	0,006047	0,000108	-0,000502	0,002346	0,001072
406	6.2	0,011815	0,007258	0,005383	0,003054	0,000528	0,000528	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247	0,003772	0,004383	0,000821	0,000033	0,001465	0,000719
407	6.3	0,011193	0,006663	0,005168	0,002985	0,000502	0,000502	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206	0,003855	0,004574	0,000819	-0,000006	0,001422	0,000704
408	6.4	0,008205	0,004908	0,003629	0,002181	0,000365	0,000365	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018	0,000260	0,002114	0,000396	0,000104	0,001110	0,000653

Fuente: CNMC

ANEXO I: ESCENARIO DE DEMANDA EN CONSUMO DESAGREGADAS POR SUBSISTEMA PARA EL CIERRE DE 2018 Y 2019

ANEXO I: ESCENARIO DE DEMANDA EN CONSUMO DESAGREGADAS POR SUBSISTEMA PARA EL CIERRE DE 2018 Y 2019

1 Previsión de cierre 2018

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 2017, la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (octubre 2017-septiembre 2018) y el escenario de demanda previsto por el OS para el cierre de 2018. De acuerdo con la información aportada en septiembre de 2018, el OS estima que la demanda en b.c. nacional alcanzará 271.261 GWh, un 1,3% superior a la demanda en b.c. registrada en 2017 (267.866 GWh) y asimismo un 0,5% superior a la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (269.900 GWh).

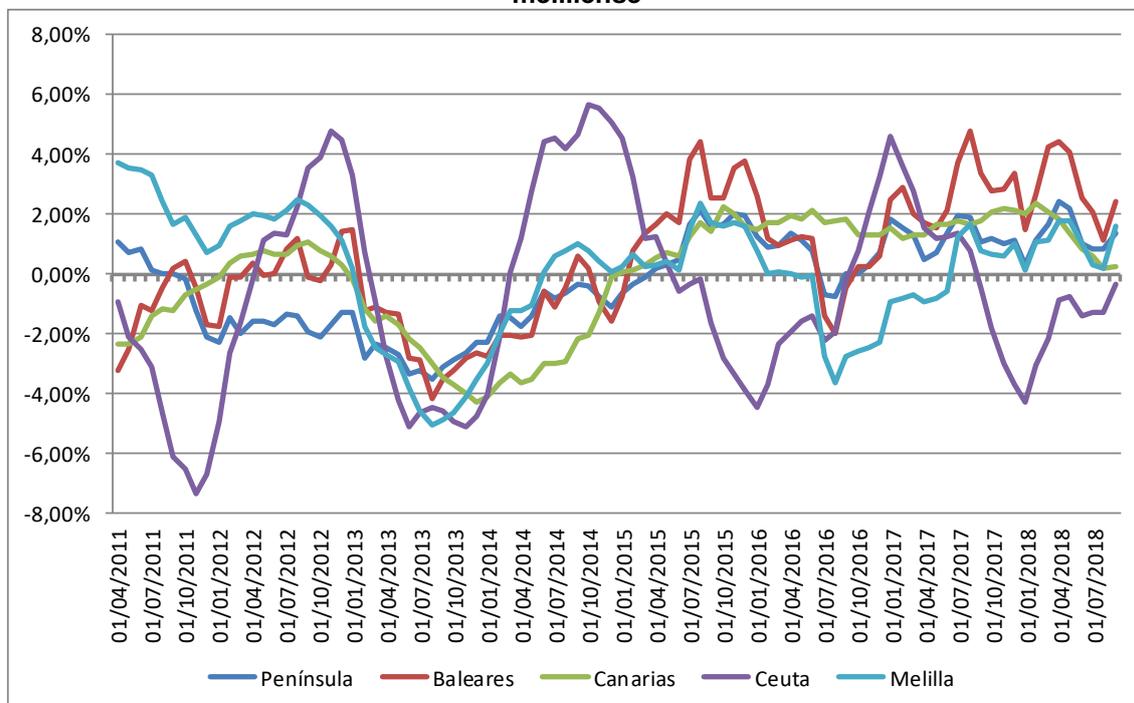
La variación de la demanda en b.c. prevista para el cierre de 2018 se explica por el aumento de la demanda en b.c. en todos los subsistemas exceptuando el subsistema Ceutí. En particular, el OS prevé un incremento de la demanda en el subsistemas peninsular del 1,3%, en el subsistema balear del 2,9%, en el subsistema canario del 0,6% y en el subsistemas melillense del 0,4%. Por el contrario prevé un descenso del -0,2% en el subsistema Ceutí. Se observa que las tasas de variación previstas por el OS para el cierre de 2018 son superiores a las medias móviles registradas los últimos doce meses (a septiembre de 2018) en los subsistemas balear (2,4%), canario (0,2%) y ceutí (-0,2%) e inferior en el subsistema melillense (1,6%) y el subsistema peninsular (1,4%) (véanse Cuadro I.1 y Gráfico I.1).

Cuadro I.1. Demanda en b.c. de 2017, 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 2018

Sistema	2017 (1) (GWh)	Últimos doce meses (oct 2017- sept 2018)			Previsión OS de cierre 2018	
		GWh	% variación respecto 2017	tasa últimos doce meses	GWh	% variación respecto 2017
Peninsular	252.504	254.483	0,8%	1,4%	255.667	1,3%
No peninsular	15.362	15.417	0,4%	3,9%	15.595	1,5%
Baleares	6.017	6.104	1,4%	2,4%	6.194	2,9%
Canarias	8.931	8.895	-0,4%	0,2%	8.987	0,6%
Ceuta	203	206	1,3%	-0,3%	203	-0,2%
Melilla	210	213	1,3%	1,6%	211	0,4%
Total Nacional	267.866	269.900	0,8%	1,4%	271.261	1,3%

Fuente: OS

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



Fuente: REE (Series estadísticas del sistema eléctrico español. Septiembre 2018).

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 2018.

Según dichas previsiones, en 2018 el consumo aumentará respecto del registrado en 2017 en los subsistemas peninsular (1,6%), balear (5,5%) y en el canario (0,8%), por el contrario, disminuirá en el subsistema melillense (-0,5%) y se mantendrá igual en el subsistema ceutí (0,0%). Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista por las empresas para el cierre de 2018 (245.998 GWh) supone un aumento respecto de la demanda registrada en 2017 (242.069 GWh) del 1,6%.

La previsión de incremento de la demanda en consumo de las empresas (1,6%) es superior a la prevista por el Operador del sistema para el cierre de 2018 (1,3%) y también superior a la media móvil de los últimos doce meses (octubre 17-septiembre 18) registrada por la demanda en b.c. (1,4%).

Cuadro I.2. Previsión de las empresas distribuidoras de la demanda en consumo para el cierre de 2018 desagregada por subsistema y peaje de acceso

	2017 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	102.240	4.063	4.942	128	135	111.508
Pc (1) < 10 kW	61.848	2.116	2.826	64	72	66.926
10 kW < Pc ≤ 15 kW	7.744	312	432	5	10	8.503
Pc > 15 kW	32.648	1.635	1.683	59	53	36.079
Media tensión	71.462	1.360	3.277	59	67	76.225
3.1 A	14.919	437	755	13	18	16.141
6.1 A	51.439	924	2.521	45	50	54.979
6.1 B	5.104	-	-	-	-	5.104
Alta tensión	54.147	114	102	-	-	54.362
6.2	17.806	114	102	-	-	18.021
6.3	11.271	-	-	-	-	11.271
6.4 (2)	25.070	-	-	-	-	25.070
Total	227.849	5.537	8.320	187	203	242.094

	Previsión de cierre 2018 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	104.562	4.323	5.003	128	135	114.151
Pc (1) < 10 kW	63.687	2.298	2.872	64	72	68.993
10 kW < Pc ≤ 15 kW	7.781	330	434	5	9	8.560
Pc > 15 kW	33.094	1.695	1.697	59	53	36.598
Media tensión	71.994	1.399	3.266	59	67	76.785
3.1 A	14.747	448	756	13	17	15.981
6.1 A	51.973	951	2.511	45	50	55.530
6.1 B	5.274	-	-	-	-	5.274
Alta tensión	54.830	119	114	-	-	55.062
6.2	18.153	119	114	-	-	18.385
6.3	11.149	-	-	-	-	11.149
6.4 (2)	25.527	-	-	-	-	25.527
Total	231.386	5.841	8.383	187	202	245.998

	% variación 2018 sobre 2017					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	2,3%	6,4%	1,2%	0,0%	-0,4%	2,4%
Pc (1) < 10 kW	3,0%	8,6%	1,6%	0,0%	-0,5%	3,1%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	0,5%	5,7%	0,5%	0,0%	-4,8%	0,7%
Pc > 15 kW	1,4%	3,7%	0,8%	0,0%	0,4%	1,4%
Media tensión	0,7%	2,9%	-0,3%	0,0%	-0,6%	0,7%
3.1 A	-1,2%	2,6%	0,1%	0,0%	-4,5%	-1,0%
6.1 A	1,0%	3,0%	-0,4%	0,0%	0,8%	1,0%
6.1 B	3,3%	-	-	-	-	3,3%
Alta tensión	1,3%	4,8%	11,8%	-	-	1,3%
6.2	1,9%	4,8%	11,8%	-	-	2,0%
6.3	-1,1%	-	-	-	-	-1,1%
6.4	1,8%	-	-	-	-	1,8%
Total	1,6%	5,5%	0,8%	0,0%	-0,5%	1,6%

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 2018 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 2017 y 2018, no se producen diferencias significativas en la distribución del consumo por periodo horario.

Cuadro I.3. Previsión de las empresas distribuidoras del consumo para el cierre de 2018 desagregado por peaje de acceso y periodo horario. Sistema Nacional

Consumo por periodo horario (GW). Previsión de cierre 2018						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	72.991	32.379	8.781			
Pc (1) ≤ 15 kW sin DH	58.184					
Pc ≤ 15 kW con DH	7.381	11.935				
Pc ≤ 15 kW con DHA	18	16	20			
Pc > 15 kW	7.408	20.429	8.761			
Media tensión	8.581	13.241	10.154	6.224	8.046	30.539
3.1 A	3.174	6.478	6.328			
6.1 A	4.946	6.147	3.474	5.646	7.304	28.013
6.1 B	461	616	351	577	742	2.527
Alta tensión	3.549	5.029	2.816	4.807	6.406	32.455
6.2	1.349	1.784	1.001	1.672	2.177	10.402
6.3	685	993	570	975	1.293	6.635
6.4 (2)	1.515	2.253	1.245	2.160	2.936	15.418
Total	85.121	50.650	21.751	11.030	14.452	62.995

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	38,2%	61,8%				
Pc ≤ 15 kW con DHS	33,8%	29,6%	36,7%			
Pc > 15 kW	20,2%	55,8%	23,9%			
Media tensión						
3.1 A	19,9%	40,5%	39,6%			
6.1 A	8,9%	11,1%	6,3%	10,2%	13,2%	50,4%
6.1 B	8,7%	11,7%	6,7%	10,9%	14,1%	47,9%
Alta tensión						
6.2	7,3%	9,7%	5,4%	9,1%	11,8%	56,6%
6.3	6,1%	8,9%	5,1%	8,7%	11,6%	59,5%
6.4 (2)	5,9%	8,8%	4,9%	8,5%	11,5%	60,4%

Distribución del consumo de los últimos doce meses (jul 17-jun 18) 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	40,1%	59,9%				
Pc ≤ 15 kW con DHS	34,3%	29,7%	36,0%			
Pc > 15 kW	20,2%	56,0%	23,8%			
Media tensión						
3.1 A	19,8%	40,6%	39,6%			
6.1 A	8,7%	10,8%	5,9%	9,7%	13,2%	51,7%
6.1 B	9,0%	12,0%	6,6%	10,8%	14,5%	47,2%
Alta tensión						
6.2	7,2%	9,8%	5,3%	8,9%	12,0%	56,9%
6.3	6,3%	8,9%	5,1%	8,6%	11,7%	59,4%
6.4 (2)	5,9%	8,8%	4,8%	8,3%	11,7%	60,6%

Fuente: Empresas y SINCRO

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Trasvase 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 2018, 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 2018. Según las previsiones de las empresas, la potencia contratada por periodo horario se reduce con carácter general respecto de las registradas en 2017 en todos los peajes, con la excepción del 6.1 B y el periodo 6 de los peajes generales de alta tensión.

Cuadro I.4. Previsión de las empresas distribuidoras de las potencias contratadas por periodo horario para el cierre de 2018 desagregada peaje de acceso. Sistema Nacional

	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2017					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	143.583	143.093	21.132	21.111			
Pc (1) < 10 kW	113.039	113.099					
10 kW < Pc ≤ 15 kW	10.227	10.232					
Pc > 15 kW	20.317	19.762	21.132	21.111			
Media tensión	19.794	18.944	19.932	20.865	13.427	13.581	19.441
3.1 A	6.380	6.035	6.771	7.545			
6.1 A	12.223	11.787	11.980	12.135	12.234	12.374	17.805
6.1 B	1.191	1.123	1.181	1.185	1.193	1.207	1.636
Alta tensión	9.303	8.544	9.088	9.353	9.585	9.744	11.805
6.2	3.221	3.084	3.188	3.236	3.256	3.282	4.265
6.3	1.905	1.757	1.926	1.945	2.028	2.048	2.414
6.4 (2)	4.176	3.703	3.973	4.173	4.301	4.414	5.125
Total	172.680	170.581	50.152	51.329	23.012	23.325	31.246

	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión de cierre 2018					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	143.570	142.825	20.627	21.573	-	-	-
Pc (1) < 10 kW	113.107	113.107					
10 kW < Pc ≤ 15 kW	10.201	10.201					
Pc > 15 kW	20.262	19.518	20.627	21.573			
Media tensión	19.532	18.501	19.383	20.919	13.275	13.427	19.337
3.1 A	6.111	5.727	6.360	7.748			
6.1 A	12.206	11.633	11.823	11.966	12.061	12.199	17.647
6.1 B	1.215	1.142	1.200	1.205	1.214	1.228	1.690
Alta tensión	9.235	8.377	8.921	9.191	9.414	9.576	11.841
6.2	3.212	3.053	3.151	3.202	3.223	3.241	4.274
6.3	1.805	1.634	1.811	1.827	1.900	1.929	2.275
6.4 (2)	4.219	3.690	3.959	4.163	4.291	4.406	5.291
Total	172.337	169.704	48.932	51.683	22.689	23.002	31.178

	Potencia facturada (MW)	% variación previsión de cierre 2018 sobre 2017					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	0,0%	-0,2%	-2,4%	2,2%			
Pc (1) < 10 kW	0,1%	0,0%					
10 kW < Pc ≤ 15 kW	-0,3%	-0,3%					
Pc > 15 kW	-0,3%	-1,2%	-2,4%	2,2%			
Media tensión	-1,3%	-2,3%	-2,8%	0,3%	-1,1%	-1,1%	-0,5%
3.1 A	-4,2%	-5,1%	-6,1%	2,7%			
6.1 A	-0,1%	-1,3%	-1,3%	-1,4%	-1,4%	-1,4%	-0,9%
6.1 B	2,0%	1,7%	1,6%	1,6%	1,8%	1,7%	3,3%
Alta tensión	-0,7%	-1,9%	-1,8%	-1,7%	-1,8%	-1,7%	0,3%
6.2	-0,3%	-1,0%	-1,2%	-1,1%	-1,0%	-1,3%	0,2%
6.3	-5,3%	-7,0%	-6,0%	-6,1%	-6,3%	-5,8%	-5,8%
6.4	1,0%	-0,3%	-0,4%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	3,2%
Total	-0,2%	-0,5%	-2,4%	0,7%	-1,4%	-1,4%	-0,2%

Fuente: Empresas y SINCRO

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Traspase Tajo-Segura

1.3 Previsión de la CNMC para el cierre de 2018

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 2018 es del 0,6%, una décima inferior a tasa a la registrada en el trimestre anterior, situándose la tasa de variación interanual del PIB del segundo trimestre de 2018 en 2,7%, inferior en tres décimas a la registrada en el primer trimestre de 2018 (3,0%).

Por otra parte, según las previsiones de distintos agentes, para el tercer y cuarto trimestre del 2018 se espera un ritmo de crecimiento ligeramente inferior al registrado en los trimestres precedentes. En particular, según el Informe trimestral del Banco de España²¹, el crecimiento del PIB en el tercer trimestre se situaría en el 0,6%, una décima inferior al del trimestre anterior, mientras que la media de las previsiones de las entidades privadas²² sitúa las tasas de variación del tercer y cuarto trimestre de 2018 en el 0,6%.

Para el año 2018, se espera que el PIB aumente entre un 2,6% y un 2,8%. En particular, según la Comisión Europea (CE) y la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) estima que el PIB aumentará un 2,8% en 2018, el Fondo Monetario Internacional (FMI) prevé que el PIB del ejercicio 2018 aumentará el 2,7%, estas últimas en línea con las previsiones consideradas por el Gobierno²³ (2,7%) mientras que el Banco de España estima un crecimiento del 2,6% para el año 2018. Al respecto se indica que la previsión de la CE se realizó en el mes de julio, la de la OCDE en el mes de mayo y las previsiones del BE y el FMI son de septiembre y octubre de 2018, respectivamente.

Teniendo en cuenta las previsiones de demanda en b.c. del Operador del Sistema, las previsiones de demanda en consumo de las empresas, la evolución prevista para la economía, así como la evolución reciente de la demanda y de la potencia por peaje de acceso (véanse Cuadro I.5, Gráfico I.2, Cuadro I.6, Gráfico I.3, Cuadro I.7 y Gráfico I.4), se ha optado por adoptar para el cierre del 2018 un escenario de demanda similar al previsto por el Operador del Sistema.

²¹ Véase http://www.bde.es/bde/es/secciones/informes/boletines/Boletin_economic/

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

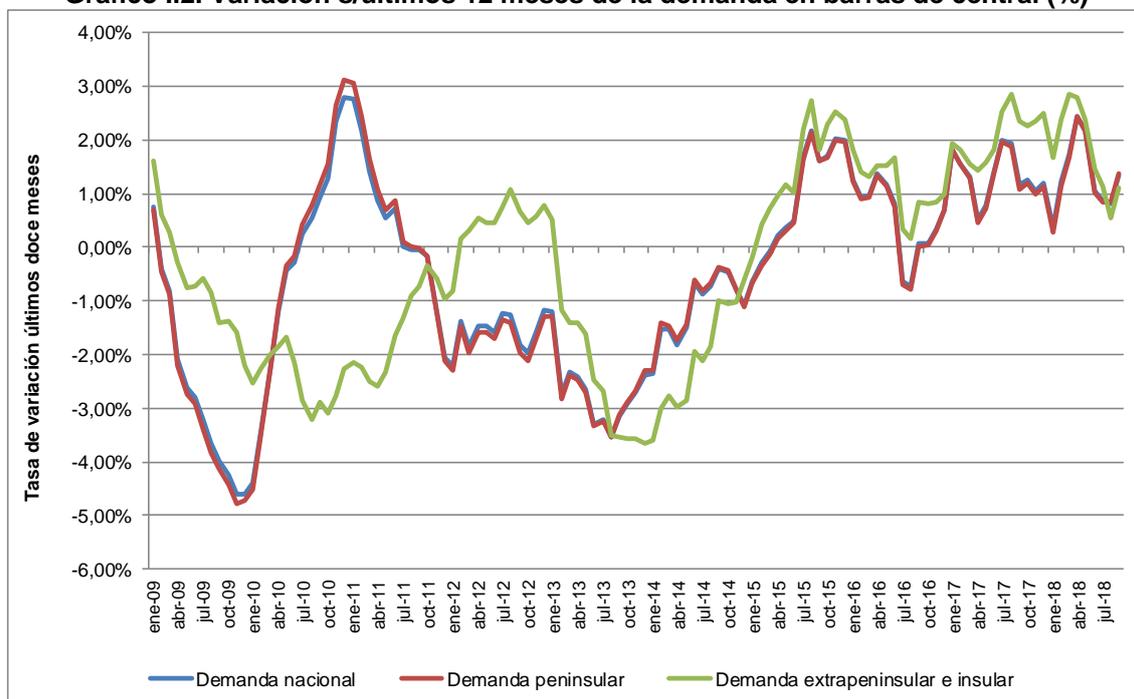
²³ Véase Escenario Macroeconómico 2018-2021, actualizado a de julio de 2018, disponible en <http://serviciosede.mineco.gob.es/indeco/>

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	
	2016	2017	2018	17 s/ 16	18 s/ 17	17 s/ 16	18 s/ 17	17 s/ 16	18 s/ 17
Enero	22.633	24.338	23.818	7,53	-2,14	7,53	-2,14	1,83	0,37
Febrero	21.910	21.051	22.439	-3,92	6,59	1,90	1,91	1,56	1,21
Marzo	22.630	22.265	23.271	-1,61	4,52	0,72	2,77	1,31	1,73
Abril	21.036	20.114	21.081	-4,38	4,81	-0,50	3,23	0,52	2,45
Mayo	20.894	21.449	21.293	2,66	-0,73	0,10	2,46	0,78	2,18
Junio	21.490	23.024	21.596	7,14	-6,20	1,26	0,95	1,40	1,05
Julio	23.643	23.898	23.646	1,08	-1,05	1,23	0,64	2,01	0,86
Agosto	22.907	23.322	23.617	1,81	1,27	1,31	0,72	1,94	0,82
Septiembre	22.163	21.476	22.212	-3,10	3,43	0,82	1,01	1,17	1,35
Octubre	21.092	21.459	-	1,74	-	0,91	-	1,25	-
Noviembre	21.769	22.074	-	1,40	-	0,95	-	1,06	-
Diciembre	22.498	23.395	-	3,99	-	1,21	-	1,21	-
Anual	264.666	267.866	202.973						

Fuente: REE (Series estadísticas del sistema eléctrico español. Septiembre 2018).

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



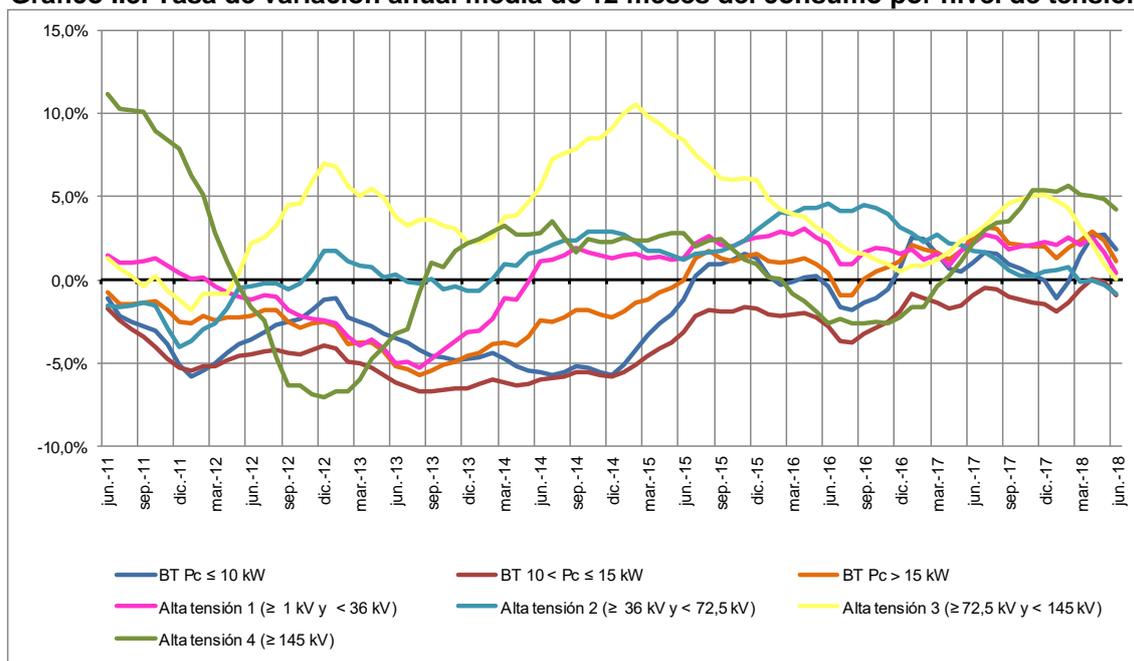
Fuente: REE

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					
2017	julio	1,7%	-0,5%	3,2%	2,8%	1,7%	3,2%	3,0%	2,4%
	agosto	1,6%	-0,6%	3,1%	2,6%	1,2%	4,0%	3,4%	2,3%
	septiembre	0,9%	-1,0%	2,2%	1,9%	0,6%	4,6%	3,5%	1,8%
	octubre	0,7%	-1,2%	2,1%	2,1%	0,2%	4,9%	4,3%	1,8%
	noviembre	0,3%	-1,3%	2,0%	2,1%	0,2%	5,1%	5,4%	1,8%
	diciembre	0,0%	-1,5%	2,0%	2,3%	0,6%	5,1%	5,4%	1,8%
2018	enero	-1,1%	-1,9%	1,3%	2,1%	0,6%	4,8%	5,3%	1,3%
	febrero	-0,1%	-1,3%	1,9%	2,6%	0,8%	4,3%	5,7%	1,9%
	marzo	1,5%	-0,5%	2,4%	2,1%	-0,1%	3,2%	5,2%	2,1%
	abril	2,6%	0,1%	2,9%	2,5%	-0,1%	2,2%	5,1%	2,6%
	mayo	2,7%	-0,1%	2,3%	1,6%	-0,3%	0,9%	4,9%	2,1%
	junio	1,8%	-0,9%	1,1%	0,5%	-0,8%	0,1%	4,3%	1,2%

Fuente: CNMC

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



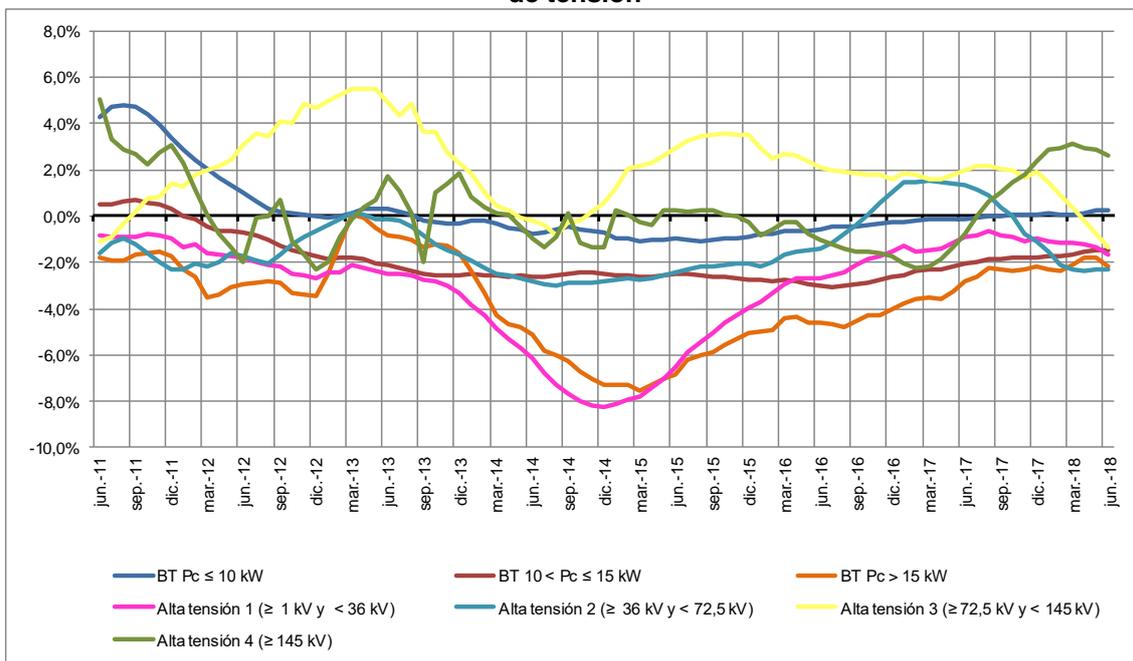
Fuente: CNMC

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					
2017	julio	-0,5%	-3,1%	-4,7%	-2,6%	-1,2%	2,0%	-1,2%	-1,4%
	agosto	-0,4%	-3,0%	-4,8%	-2,4%	-0,8%	1,9%	-1,4%	-1,4%
	septiembre	-0,4%	-3,0%	-4,5%	-2,1%	-0,4%	1,8%	-1,5%	-1,3%
	octubre	-0,4%	-2,9%	-4,3%	-1,9%	0,1%	1,8%	-1,5%	-1,2%
	noviembre	-0,3%	-2,7%	-4,3%	-1,7%	0,6%	1,8%	-1,6%	-1,1%
	diciembre	-0,2%	-2,6%	-4,0%	-1,5%	1,0%	1,6%	-1,8%	-1,0%
2018	enero	-0,2%	-2,5%	-3,8%	-1,3%	1,5%	1,9%	-2,0%	-0,9%
	febrero	-0,2%	-2,4%	-3,6%	-1,5%	1,5%	1,8%	-2,3%	-0,9%
	marzo	-0,1%	-2,3%	-3,5%	-1,5%	1,5%	1,6%	-2,2%	-0,8%
	abril	-0,1%	-2,3%	-3,6%	-1,4%	1,5%	1,6%	-1,9%	-0,8%
	mayo	-0,1%	-2,2%	-3,2%	-1,2%	1,4%	1,8%	-1,3%	-0,7%
	junio	-0,1%	-2,0%	-2,8%	-0,9%	1,3%	2,0%	-0,8%	-0,6%

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 2018 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 2018. Sistema Nacional

Código	Peaje	Nº Clientes	Potencia Contratada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
TARIFAS DE BAJA TENSION		29.241.013	142.621.664	20.645.075	20.871.152					72.634.265	32.465.529	8.782.959			113.882.752
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	23.258.289	92.488.904							52.692.339					52.692.339
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	4.387.003	20.585.379							6.200.615	9.804.530				16.005.144
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	6.587	32.798							13.825	12.121	16.219			42.165
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	598.611	7.407.699							5.081.003					5.081.003
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	225.737	2.755.150							1.237.453	2.224.087				3.461.540
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	805	37.837							4.339	3.777	3.498			11.613
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	763.981	19.313.897	20.645.075	20.871.152					7.404.692	20.421.014	8.763.241			36.588.947
TARIFAS DE ALTA TENSION		111.951	26.987.224	28.494.468	29.869.281	22.675.169	22.988.622	31.004.211	12.076.458	18.230.356	12.991.699	11.044.265	14.452.102	62.926.575	131.721.453
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	88.363	5.851.404	6.563.979	7.520.747	0	0	0	3.181.970	6.495.241	6.344.647				16.021.858
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	19.672	11.610.794	11.802.734	11.947.076	12.041.566	12.179.809	17.651.349	4.905.866	6.116.034	3.486.097	5.672.147	7.321.465	28.190.542	55.692.152
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	1.214	1.126.995	1.185.375	1.189.709	1.197.303	1.211.124	1.644.956	445.013	597.809	348.509	572.974	734.213	2.496.954	5.195.473
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.621	3.092.357	3.189.962	3.240.564	3.262.134	3.279.484	4.314.755	1.337.358	1.767.520	992.241	1.656.916	2.157.798	10.300.169	18.212.002
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	434	1.615.850	1.793.144	1.808.457	1.883.185	1.911.971	2.257.809	690.981	1.001.250	574.734	982.185	1.302.974	6.690.557	11.242.679
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	647	3.689.825	3.959.273	4.162.728	4.290.981	4.406.234	5.135.342	1.515.270	2.252.502	1.245.471	2.160.043	2.935.652	15.248.352	25.357.290
299	Trasvase Tajo - Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	0	0	0	0	0	170.089	170.089
TOTAL BT + AT		29.352.965	169.608.889	49.139.543	50.740.433	22.675.169	22.988.622	31.160.211	84.710.722	50.695.885	21.774.658	11.044.265	14.452.102	63.096.664	245.774.294

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 2018. Sistema Peninsular

Código	Peaje	Nº Clientes	Potencia Contratada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
TARIFAS DE BAJA TENSION		27.247.374	132.108.297	18.928.650	19.193.922					66.722.978	29.760.586	7.919.768			104.403.331
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	21.669.087	85.964.426							48.512.346					48.512.346
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	4.110.377	19.070.572							5.764.980	9.198.995				14.963.975
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	6.123	30.354							13.281	11.699	15.713			40.692
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	545.215	6.768.649							4.552.482					4.552.482
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	211.366	2.558.788							1.152.149	2.071.954				3.224.103
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	689	36.658							3.703	3.305	3.268			10.276
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	704.518	17.678.849	18.928.650	19.193.922					6.724.037	18.474.633	7.900.787			33.099.457
TARIFAS DE ALTA TENSION		108.536	25.893.903	27.374.766	28.732.002	21.888.001	22.198.393	30.159.817	11.560.989	17.304.154	12.258.547	10.657.023	14.014.032	61.116.954	126.911.698
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	86.133	5.524.822	6.219.697	7.165.969				2.944.446	6.004.084	5.851.107				14.799.638
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	18.501	10.889.517	11.072.778	11.212.038	11.302.502	11.438.535	16.727.529	4.643.174	5.705.865	3.258.446	5.304.491	6.905.755	26.343.247	52.160.977
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	1.214	1.126.995	1.185.375	1.189.709	1.197.303	1.211.124	1.644.956	445.013	597.809	348.509	572.974	734.213	2.496.954	5.195.473
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.605	3.046.894	3.144.499	3.193.101	3.214.031	3.230.529	4.238.181	1.322.105	1.742.643	980.280	1.637.330	2.135.438	10.167.756	17.985.552
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	434	1.615.850	1.793.144	1.808.457	1.883.185	1.911.971	2.257.809	690.981	1.001.250	574.734	982.185	1.302.974	6.690.557	11.242.679
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	647	3.689.825	3.959.273	4.162.728	4.290.981	4.406.234	5.135.342	1.515.270	2.252.502	1.245.471	2.160.043	2.935.652	15.248.352	25.357.290
299	Trasvase Tajo - Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	0	0	0	0	0	170.089	170.089
TOTAL BT + AT		27.355.910	158.002.200	46.303.416	47.925.924	21.888.001	22.198.393	30.159.817	78.283.967	47.064.740	20.178.315	10.657.023	14.014.032	61.116.954	231.315.028

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 2018. Sistema Balear

Código	Peaje	Nº Clientes	Potencia Contratada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
TARIFAS DE BAJA TENSION		724.551	4.458.510	863.650	846.289				2.462.455	1.349.983	408.755				4.221.192
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	555.747	2.483.129						1.651.187						1.651.187
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	103.968	769.884						244.721	325.167					569.888
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	98	821						287	244	180				712
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	23.808	276.642						204.650						204.650
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	7.758	113.929						43.750	69.801					113.552
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	42	425						116	93	63				272
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	33.129	813.681	863.650	846.289				317.744	954.677	408.511				1.680.932
TARIFAS DE ALTA TENSION		1.179	386.438	397.526	404.709	270.876	272.681	343.142	186.282	340.765	227.235	99.380	93.850	526.840	1.474.353
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	788	124.640	133.081	137.037				84.863	183.999	167.605				436.467
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	387	233.625	236.272	237.499	240.065	241.018	304.455	92.051	141.587	53.737	89.838	84.173	463.585	924.971
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	5	28.173	28.173	30.173	30.811	31.663	38.687	9.369	15.180	5.893	9.542	9.677	63.255	112.915
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		725.730	4.844.947	1.261.175	1.250.998	270.876	272.681	343.142	2.648.738	1.690.748	635.990	99.380	93.850	526.840	5.695.546

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 2018. Sistema Canario

Código	Peaje	Nº Clientes	Potencia Contratada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
TARIFAS DE BAJA TENSION		1.206.012	5.709.032	780.683	759.467					3.277.924	1.295.634	422.078			4.995.636
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	975.368	3.793.858							2.394.330					2.394.330
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	172.403	743.654							190.423	279.708				470.131
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	365	1.617							256	177	325			758
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	27.532	336.798							310.621					310.621
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	6.556	81.710							41.124	81.281				122.405
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	75	753							520	379	167			1.065
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	23.712	750.640	780.683	759.467					340.651	934.089	421.586			1.696.325
TARIFAS DE ALTA TENSION		2.122	670.911	685.914	696.122	493.297	494.455	631.876	317.251	563.734	488.053	277.974	335.304	1.397.368	3.379.683
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	1.349	188.963	197.933	204.353				146.528	295.091	314.026				755.644
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	762	464.657	470.690	474.478	476.005	477.164	593.989	164.839	258.947	167.958	267.930	322.621	1.328.209	2.510.504
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)	10	17.291	17.291	17.291	17.291	17.291	37.887	5.884	9.697	6.068	10.043	12.683	69.159	113.535
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		1.208.133	6.379.943	1.466.596	1.455.589	493.297	494.455	631.876	3.595.174	1.859.369	910.130	277.974	335.304	1.397.368	8.375.319

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 2018. Sistema Ceutí

Código	Peaje	Nº Clientes	Potencia Contratada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
TARIFAS DE BAJA TENSION		30.548	165.645	36.617	36.036				80.513	31.035	16.455				128.003
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	28.405	120.622						63.509						63.509
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	36	168						75	180					255
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0	0						0	0	0				0
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	717	9.020						5.046						5.046
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	11	142						88	268					356
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0	0						0	0	0				0
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	1.379	35.693	36.617	36.036				11.795	30.587	16.455				58.837
TARIFAS DE ALTA TENSION		51	15.808	15.857	15.728	10.752	10.752	11.319	5.333	10.037	8.166	4.669	5.075	25.439	58.719
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	41	5.056	5.105	4.976				2.548	5.342	5.364				13.254
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	10	10.752	10.752	10.752	10.752	10.752	11.319	2.785	4.695	2.802	4.669	5.075	25.439	45.465
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		30.599	181.452	52.474	51.764	10.752	10.752	11.319	85.846	41.072	24.621	4.669	5.075	25.439	186.722

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 2018. Sistema Melillense

Código	Peaje	Nº Clientes	Potencia Contratada (kW) (1)						Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
TARIFAS DE BAJA TENSION		32.529	180.181	35.475	35.438				90.395	28.291	15.904				134.590
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	29.681	126.868						70.967						70.967
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	219	1.101						416	479					895
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	1	6						1	1	1				3
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	1.339	16.591						8.204						8.204
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	46	581						342	783					1.125
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0	0						0	0	0				0
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	1.243	35.034	35.475	35.438				10.465	27.028	15.903				53.396
TARIFAS DE ALTA TENSION		64	20.165	20.406	20.721	12.243	12.341	14.057	6.603	11.665	9.698	5.219	3.841	30.063	67.089
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	51	7.922	8.163	8.412				3.585	6.725	6.545				16.855
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	13	12.243	12.243	12.309	12.243	12.341	14.057	3.018	4.940	3.153	5.219	3.841	30.063	50.234
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		32.593	200.346	55.881	56.159	12.243	12.341	14.057	96.998	39.956	25.602	5.219	3.841	30.063	201.679

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 2018, coherente con el escenario de demanda y facturación asciende a 271.939 GWh, resultado de imponer a la demanda en consumo las mismas pérdidas por subsistema que las registradas en el ejercicio 2017 (véase Cuadro I.14).

Cuadro I.14. Previsión de la demanda en b.c. para el cierre de 2018

Sistema	2017 (GWh)	Últimos doce meses (oct 2017- sep 2018)			Previsión CNMC de cierre 2018	
		GWh	% variación respecto 2017	tasa últimos doce meses	GWh	% variación 18 respecto 17
Peninsular	252.504	254.483	0,8%	1,4%	256.346	1,5%
No peninsular	15.362	15.417	0,4%	1,1%	15.593	1,5%
Baleares	6.017	6.104	1,4%	2,4%	6.190	2,9%
Canarias	8.931	8.895	-0,4%	0,2%	8.991	0,7%
Ceuta	203	206	1,3%	-0,3%	203	0,0%
Melilla	210	213	1,3%	1,6%	209	-0,5%
Total Nacional	267.866	269.900	0,8%	1,4%	271.939	1,5%

Fuente: CNMC

2 Previsión 2019

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 2019.

Cuadro I.15. Escenario de previsión de la demanda en b.c. por el OS para 2019

Sistema	Previsión OS de cierre 2018			Previsión OS 2019 (GWh)			% variación 2019 sobre 2018		
	GWh	% variación respecto 2017	% variación respecto últimos doce meses	Inferior	Central	Superior	Inferior	Central	Superior
Peninsular	255.667	1,3%	0,5%	257.320	258.844	260.389	0,6%	1,2%	1,8%
No peninsular	15.595	1,5%	1,2%	15.706	15.780	15.852	0,7%	1,2%	1,7%
Baleares	6.194	2,9%	1,5%	6.273	6.324	6.375	1,3%	2,1%	2,9%
Canarias	8.987	0,6%	1,0%	9.022	9.043	9.058	0,4%	0,6%	0,8%
Ceuta	203	-0,2%	-1,5%	198	199	203	-2,3%	-1,8%	0,2%
Melilla	211	0,4%	-0,9%	213	214	216	0,9%	1,5%	2,5%
Total Nacional	271.261	1,3%	0,5%	273.026	274.624	276.241	0,7%	1,2%	1,8%

Fuente: OS

En el **sistema peninsular** el escenario central del OS prevé para el año 2019 un incremento de la demanda en barras de central del 1,2%, respecto del cierre previsto para 2018, consecuencia de una variación de la demanda por actividad económica²⁴ del 1,5%, una variación por temperatura del -0,3% y una variación por laboralidad del 0,0%.

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

El OS presenta dos escenarios adicionales de previsión, inferior y superior, resultado de considerar dos hipótesis de actividad económica para 2019. En particular, el escenario inferior considera un incremento de la demanda en b.c. del 0,7%, basada una variación de la actividad económica del 0,9%. El escenario superior prevé un aumento de la demanda en b.c. del 1,8% resultado de considerar una variación de la actividad económica del 2,1%. 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 Ceuta en el escenario inferior y central cuyas demanda se reducen un 2,3% y 1,8% 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 2019.

El escenario previsto para 2019 por las empresas distribuidoras implica un aumento de la demanda en consumo del 1,4%, caracterizado por un aumento moderado de la demanda Peninsular y Canarias, con la excepción del subsistema Balear para el que se estima un incremento de la demanda del 5,9% y en Ceuta y Melilla de un 0,3% y 0,6% respectivamente. Con carácter general, las empresas estiman que la demanda de los consumidores conectados en baja tensión aumentará por encima de la media, mientras que la demanda de los consumidores conectados en media y alta tensión aumentará por debajo de la media, con la excepción del sistema balear para el que las empresas estiman un mayor crecimiento de la demanda de todos los consumidores.

Cuadro I.16. Previsión de demanda en consumo para 2019 desagregada por peaje de acceso y subsistema, resultado de agregar las previsiones remitidas por las empresas distribuidoras.

Previsión de las empresas para el cierre 2018 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	104.562	4.323	5.003	128	135	114.151
Pc (1) < 10 kW	63.687	2.298	2.872	64	72	68.993
10 kW < Pc ≤ 15 kW	7.781	330	434	5	9	8.560
Pc > 15 kW	33.094	1.695	1.697	59	53	36.598
Media tensión	71.994	1.399	3.266	59	67	76.785
3.1 A	14.747	448	756	13	17	15.981
6.1 A	51.973	951	2.511	45	50	55.530
6.1 B	5.274	-	-	-	-	5.274
Alta tensión	54.830	119	114	-	-	55.062
6.2	18.153	119	114	-	-	18.385
6.3	11.149	-	-	-	-	11.149
6.4 (2)	25.527	-	-	-	-	25.527
Total	231.386	5.841	8.383	187	202	245.998

Previsión de las empresas para 2019 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	106.683	4.634	5.134	128	135	116.714
Pc (1) < 10 kW	65.370	2.556	2.997	64	72	71.060
10 kW < Pc ≤ 15 kW	7.801	349	439	5	9	8.604
Pc > 15 kW	33.512	1.729	1.697	59	54	37.051
Media tensión	72.379	1.430	3.267	59	67	77.201
3.1 A	14.666	456	756	13	17	15.908
6.1 A	52.353	974	2.511	46	50	55.933
6.1 B	5.359	-	-	-	-	5.359
Alta tensión	55.302	122	111	-	-	55.536
6.2	18.258	122	111	-	-	18.491
6.3	11.267	-	-	-	-	11.267
6.4 (2)	25.777	-	-	-	-	25.777
Total	234.364	6.186	8.512	187	203	249.451

% variación 2019 sobre 2018						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	2,0%	7,2%	2,6%	0,3%	0,6%	2,2%
Pc (1) < 10 kW	2,6%	11,2%	4,4%	0,3%	0,8%	3,0%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	0,3%	5,9%	1,2%	0,3%	-1,0%	0,5%
Pc > 15 kW	1,3%	2,0%	0,0%	0,3%	0,6%	1,2%
Media tensión	0,5%	2,2%	0,0%	0,3%	0,5%	0,5%
3.1 A	-0,5%	1,8%	0,0%	0,3%	2,0%	-0,5%
6.1 A	0,7%	2,4%	0,0%	0,3%	0,0%	0,7%
6.1 B	1,6%	-	-	-	-	1,6%
Alta tensión	0,9%	2,5%	-2,0%	-	-	0,9%
6.2	0,6%	2,5%	-2,0%	-	-	0,6%
6.3	1,1%	-	-	-	-	1,1%
6.4 (2)	1,0%	-	-	-	-	1,0%
Total	1,3%	5,9%	1,5%	0,3%	0,6%	1,4%

Fuente: Empresas y CNMC.

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Tránsito Tajo-Segura

Se observa que las previsiones remitidas por las empresas distribuidoras para el ejercicio 2019 son superiores a la previsión de la demanda en b.c. del OS en su escenario central en todos los subsistemas, con la excepción del subsistema melillense, e inferiores a la previsión de la demanda en b.c. del OS en su escenario superior.

2.3 Previsión de la CNMC de demanda en consumo para 2019

Para el año 2019, el intervalo de variación del PIB se encuentra entre el 2,2% y el 2,4% (FMI 2,2%; Funcas 2,3%, Banco de España 2,2% y OCDE 2,4%), mientras que de acuerdo con las previsiones del Gobierno, se espera que en 2019 el PIB aumente un 2,4% respecto del 2018.

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 2018 y para 2019 en el escenario central motivada por la variación de actividad económica ascienden al 1,3% y al 1,2%, respectivamente, en línea con las previsiones de evolución del PIB para 2019 de los distintos organismos más desfavorables que las previstas para el ejercicio 2018.

Asimismo, las empresas distribuidoras estiman un aumento de la demanda ligeramente inferior en el ejercicio 2019 al previsto para el cierre del ejercicio 2018, motivado por un aumento menor de la demanda de todos los consumidores, tanto los conectados en baja como en media y alta tensión.

Teniendo en cuenta las diferencias en las previsiones de demanda remitidas por el OS y las empresas y el menor crecimiento esperado para el ejercicio 2018, se ha optado por un escenario de previsión para 2019 similar al escenario central de demanda previsto por el OS. En particular, se estima que la demanda nacional en consumo alcanzará 248.729 GWh, superior en un 1,2% a la prevista para el cierre de 2017 (245.774 GWh). Este incremento de demanda se justifica por un aumento de la demanda peninsular del 1,2%, de la demanda balear del 2,1%, de la demanda canaria del 0,9%, de la demanda ceutí del 0,3% y de la demanda melillense del 0,6%.

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 2019 para el total nacional y desagregadas por subsistemas.

Cabe señalar que, como consecuencia de la modificación en la estructura de peajes introducida por el Real Decreto-ley 15/2018, se estima que todos los consumidores conectados redes de tensión igual o superior a 30 kV pasarán a ser facturados al peaje 6.2.

Cuadro I.17. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso previstos por la CNMC para 2019. 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		29.435.125	143.285.752	20.403.137	21.310.897				72.103.242	35.162.958	8.870.856				116.137.056
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	22.222.763	87.788.864						50.730.565						50.730.565
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	5.603.211	26.000.268						7.715.410	12.096.653					19.812.064
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	7.032	35.100						14.581	12.799	17.000				44.380
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	566.770	6.981.471						4.808.655						4.808.655
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	260.860	3.182.912						1.351.199	2.426.188					3.777.388
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	854	38.468						4.749	4.097	3.740				12.587
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	773.635	19.258.669	20.403.137	21.310.897				7.478.083	20.623.219	8.850.115				36.951.418
TARIFAS DE ALTA TENSION		112.565	26.794.276	28.179.601	30.003.264	22.701.583	23.030.485	31.426.398	12.094.833	18.209.107	12.925.440	11.143.093	14.581.620	63.487.123	132.441.216
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	88.032	5.570.293	6.213.018	7.615.633				3.118.725	6.368.421	6.219.458				15.706.604
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	19.792	11.493.962	11.684.651	11.819.237	11.911.182	12.048.971	17.572.772	4.930.003	6.145.069	3.502.653	5.699.017	7.356.265	28.320.168	55.953.176
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)														
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	3.652	4.345.143	4.488.135	4.548.060	4.577.842	4.610.582	6.376.741	1.815.506	2.407.098	1.364.235	2.268.757	2.941.835	12.996.454	23.793.885
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	430	1.660.755	1.798.037	1.809.198	1.872.862	1.914.818	2.252.447	700.307	1.013.290	580.735	992.495	1.316.366	6.757.467	11.360.662
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	659	3.724.122	3.995.761	4.211.135	4.339.698	4.456.115	5.224.439	1.530.291	2.275.228	1.258.358	2.182.823	2.967.153	15.413.034	25.626.889
299	Trasvase Tajo - Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	0	0	0	0	0	150.445	150.445
TOTAL BT + AT		29.547.691	170.080.028	48.582.738	51.314.161	22.701.583	23.030.485	31.582.398	84.198.074	53.372.065	21.796.296	11.143.093	14.581.620	63.637.568	248.728.717

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 2019. 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		27.417.249	132.776.684	18.707.671	19.654.143					66.248.380	32.212.646	8.003.431			106.464.458
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	20.707.860	81.745.350							46.751.767					46.751.767
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	5.229.078	23.982.509							7.133.688	11.284.967				18.418.655
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	6.531	32.388							14.071	12.393	16.564			43.028
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	515.763	6.384.638							4.301.663					4.301.663
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	243.836	2.951.283							1.249.185	2.244.790				3.493.975
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	707	36.987							3.846	3.430	3.423			10.700
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	713.473	17.643.528	18.707.671	19.654.143					6.794.160	18.667.066	7.983.444			33.444.670
TARIFAS DE ALTA TENSION		109.129	25.719.162	27.078.802	28.885.340	21.921.087	22.246.946	30.591.300	11.579.393	17.282.934	12.192.255	10.756.038	14.143.788	61.659.165	127.613.574
404	3.1 A (1 kV a 30 kV)	85.783	5.255.391	5.881.042	7.273.573				2.881.122	5.877.114	5.725.772				14.484.007
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	18.619	10.778.261	10.960.339	11.089.884	11.177.836	11.313.433	16.656.165	4.667.302	5.734.887	3.274.994	5.331.347	6.940.540	26.472.796	52.421.865
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)														
406	6.2 (30 kV a 72,5 kV)	3.637	4.300.632	4.443.624	4.501.550	4.530.692	4.562.580	6.302.251	1.800.371	2.382.415	1.352.395	2.249.373	2.919.729	12.865.423	23.569.706
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	430	1.660.755	1.798.037	1.809.198	1.872.862	1.914.818	2.252.447	700.307	1.013.290	580.735	992.495	1.316.366	6.757.467	11.360.662
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	659	3.724.122	3.995.761	4.211.135	4.339.698	4.456.115	5.224.439	1.530.291	2.275.228	1.258.358	2.182.823	2.967.153	15.413.034	25.626.889
299	Trasvase Tajo - Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	0	0	0	0	0	150.445	150.445
TOTAL BT + AT		27.526.377	158.495.847	45.786.474	48.539.483	21.921.087	22.246.946	30.591.300	77.827.773	49.495.580	20.195.686	10.756.038	14.143.788	61.659.165	234.078.032

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 2019. 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		734.250	4.442.384	851.794	834.662				2.455.914	1.470.302	412.857				4.339.073
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	539.091	2.287.954						1.568.712						1.568.712
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	129.904	965.848						314.416	418.996					733.412
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	124	1.038						330	281	208				818
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	22.858	255.637						197.196						197.196
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	8.767	128.926						54.224	86.730					140.954
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	45	459						123	98	67				288
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	33.461	802.522	851.794	834.662				320.914	964.196	412.583				1.697.693
TARIFAS DE ALTA TENSION		1.195	380.763	391.583	398.629	268.849	270.645	340.558	186.282	340.765	227.234	99.380	93.850	526.840	1.474.352
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	802	120.938	129.133	132.963				84.863	183.999	167.604				436.466
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	387	231.657	234.281	235.498	238.041	238.986	301.875	92.051	141.587	53.737	89.838	84.173	463.585	924.971
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	5	28.169	28.169	30.169	30.808	31.659	38.683	9.369	15.180	5.893	9.542	9.677	63.255	112.915
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		735.445	4.823.148	1.243.377	1.233.291	268.849	270.645	340.558	2.642.197	1.811.067	640.092	99.380	93.850	526.840	5.813.425

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 2019. 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		1.220.258	5.720.634	771.550	750.587				3.227.369	1.420.312	422.063				5.069.745
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	917.463	3.507.774						2.274.994						2.274.994
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	243.937	1.050.454						266.743	391.950					658.693
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	377	1.669						179	124	228				531
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	26.115	315.901						296.677						296.677
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	8.198	101.955						47.345	93.582					140.927
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	101	1.021						780	569	250				1.598
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	24.068	741.860	771.550	750.587				340.651	934.089	421.586				1.696.325
TARIFAS DE ALTA TENSION		2.125	658.140	672.711	682.599	488.599	489.748	625.108	317.133	563.541	487.931	277.773	335.050	1.395.984	3.377.413
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	1.352	180.803	189.387	195.516				146.528	295.091	314.026				755.644
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	763	460.996	466.983	470.741	472.256	473.405	589.300	164.839	258.947	167.958	267.930	322.621	1.328.209	2.510.504
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)	10	16.342	16.342	16.342	16.342	16.342	35.808	5.766	9.503	5.947	9.843	12.429	67.776	111.264
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		1.222.384	6.378.774	1.444.261	1.433.186	488.599	489.748	625.108	3.544.502	1.983.853	909.995	277.773	335.050	1.395.984	8.447.157

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 2019. 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		30.639	164.816	36.434	35.856				80.755	31.127	16.504				128.386
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	28.490	120.019						63.700						63.700
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	36	167						76	180					256
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0	0						0	0	0				0
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	719	8.975						5.061						5.061
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	11	141						88	268					356
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0	0						0	0	0				0
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	1.383	35.515	36.434	35.856				11.830	30.679	16.504				59.014
TARIFAS DE ALTA TENSION		52	15.887	15.936	15.807	10.805	10.805	11.375	5.349	10.067	8.190	4.683	5.090	25.515	58.895
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	42	5.081	5.131	5.001				2.556	5.358	5.380				13.294
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	10	10.805	10.805	10.805	10.805	10.805	11.375	2.793	4.709	2.810	4.683	5.090	25.515	45.601
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		30.691	180.703	52.370	51.662	10.805	10.805	11.375	86.104	41.194	24.695	4.683	5.090	25.515	187.282

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 2019. 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		32.729	181.234	35.687	35.650				90.823	28.571	16.000				135.394
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	29.859	127.767						71.393						71.393
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	256	1.290						487	561					1.048
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	1	6						1	1	1				3
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	1.315	16.320						8.057						8.057
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	48	607						357	819					1.176
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0	0						0	0	0				0
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	1.250	35.244	35.687	35.650				10.528	27.190	15.999				53.717
TARIFAS DE ALTA TENSION		65	20.323	20.569	20.889	12.243	12.341	14.057	6.675	11.800	9.829	5.219	3.841	30.063	67.427
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	52	8.080	8.326	8.580				3.657	6.860	6.676				17.193
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	13	12.243	12.243	12.309	12.243	12.341	14.057	3.018	4.940	3.153	5.219	3.841	30.063	50.234
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		32.794	201.557	56.256	56.539	12.243	12.341	14.057	97.498	40.371	25.829	5.219	3.841	30.063	202.821

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 2019 (275.208 GWh) se ha obtenido imponiendo las pérdidas por subsistema registradas en 2017 (véase Cuadro I.23).

Cuadro I.23. Previsión de la demanda en b.c. para 2019

Sistema	Previsión CNMC de cierre 2018		Previsión CNMC 2019	
	GWh	% variación 18 respecto 17	GWh	% variación 19 sobre 18
Peninsular	256.346	1,5%	259.408	1,2%
No peninsular	15.593	1,5%	15.800	1,3%
Baleares	6.190	2,9%	6.318	2,1%
Canarias	8.991	0,7%	9.068	0,9%
Ceuta	203	0,0%	203	0,3%
Melilla	209	-0,5%	211	0,6%
Total Nacional	271.939	1,5%	275.208	1,2%

Fuente: CNMC

**ANEXO II: INGRESOS DE
ACCESO PREVISTOS PARA EL
CIERRE DE 2018 Y 2019
DESGLOSADOS ENTRE EL
SISTEMA PENINSULAR Y LOS
SUBSISTEMAS INSULARES Y
PENINSULARES**

ANEXO II: INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2018 Y 2019 DESGLOSADOS ENTRE EL SISTEMA PENINSULAR Y LOS SUBSISTEMAS INSULARES Y PENINSULARES

Cuadro II.1 Ingresos de acceso previstos para el cierre de 2018 a los precios de la Orden ETU/1282/2017. Desglose por subsistema

	Consumo (GWh)	INGRESOS DE ACCESO					
		PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	TOTAL
BT	113.883	9.193.238	333.616	413.310	11.722	12.771	9.964.657
Pc ≤ 10 kW	68.740	6.511.644	212.398	290.544	7.396	8.020	7.030.003
2.0 A	52.692	5.406.234	167.164	249.747	7.385	7.951	5.838.480
2.0 DHA	16.005	1.103.384	45.185	40.719	11	69	1.189.368
2.0 DHS	42	2.026	50	78	0	0	2.154
10< Pc ≤ 15 kW	8.554	790.918	33.310	40.637	707	1.270	866.841
2.1 A	5.081	561.961	24.034	32.786	690	1.208	620.679
2.1 DHA	3.462	226.971	9.247	7.770	16	62	244.066
2.1 DHS	12	1.986	30	80	0	0	2.096
Pc > 15 kW	36.589	1.890.676	87.907	82.130	3.618	3.482	2.067.813
3.0 A	36.589	1.890.676	87.907	82.130	3.618	3.482	2.067.813
MT	76.909	2.531.592	51.912	96.877	2.135	2.682	2.685.198
3.1 A	16.022	778.299	18.250	28.429	674	1.025	826.677
6.1 A	55.692	1.619.160	33.662	68.447	1.462	1.657	1.724.388
6.1 B	5.195	134.133	0	0	0	0	134.133
AT	54.982	610.361	2.319	1.521	0	0	614.201
6.2	18.212	265.251	2.319	1.521	0	0	269.091
6.3	11.243	132.089	0	0	0	0	132.089
6.4	25.357	212.491	0	0	0	0	212.491
TTS	170	530	0	0	0	0	530
Total	245.774	12.335.192	387.846	511.708	13.857	15.454	13.264.056

Fuente: CNMC

Cuadro II.2 Ingresos de acceso previstos para 2019 a los precios de la Orden ETU/1282/2017, considerando el cambio de estructura del Real Decreto-ley 15/2018. Desglose por subsistema

		INGRESOS DE ACCESO					
		PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	TOTAL
	Consumo (GWh)						
BT	116.137	9.232.025	334.132	412.930	11.693	12.839	10.003.619
Pc ≤ 10 kW	70.587	6.550.116	213.338	291.056	7.382	8.085	7.069.977
2.0 A	50.731	5.168.213	156.107	233.609	7.370	8.004	5.573.304
2.0 DHA	19.812	1.379.747	57.170	57.372	11	81	1.494.381
2.0 DHS	44	2.155	61	75	0	0	2.291
10< Pc ≤ 15 kW	8.599	786.453	33.622	40.469	706	1.252	862.501
2.1 A	4.809	530.507	22.673	31.058	689	1.187	586.114
2.1 DHA	3.777	253.931	10.918	9.296	16	64	274.226
2.1 DHS	13	2.014	32	115	0	0	2.161
Pc > 15 kW	36.951	1.895.456	87.172	81.404	3.606	3.502	2.071.141
3.0 A	36.951	1.895.456	87.172	81.404	3.606	3.502	2.071.141
MT	71.660	2.356.134	51.295	95.600	2.145	2.703	2.507.876
3.1 A	15.707	747.394	17.852	27.561	677	1.046	794.529
6.1 A	55.953	1.608.740	33.442	68.039	1.468	1.657	1.713.347
6.1 B	0	0	0	0	0	0	0
AT	60.932	719.859	2.318	1.451	0	0	723.628
6.2	23.794	371.220	2.318	1.451	0	0	374.990
6.3	11.361	133.370	0	0	0	0	133.370
6.4	25.627	214.758	0	0	0	0	214.758
TTS	150	510	0	0	0	0	510
Total	248.729	12.308.017	387.745	509.981	13.838	15.542	13.235.123

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 2018 Y 2019

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

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

No obstante cabe señalar que, conforme a la Disposición adicional centésima trigésima de la Ley 6/2018, de 3 de julio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2018, en la redacción dada por el Real Decreto-ley 15/2018, se prevé la ampliación de crédito hasta 750 M€²⁵ de los ingresos procedentes de las subastas de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero en el ejercicio 2018.

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 2018 y 2019.

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 2018 (60,22 €/MWh) es el resultado de considerar la media aritmética de los precios registrados en el mercado diario entre el 1 de enero y el 17 de septiembre de 2018, la media aritmética de las de los contratos de carga base mensuales de octubre, noviembre y diciembre de OMIP.

²⁵ Al respecto se indica que, a la fecha de elaboración del presente informe se ha alcanzado el límite previsto en la Ley 6/2018 correspondiente a los derechos de emisión de gases de efecto invernadero (369 M€) y que no se ha procedido a la solicitud de ampliación de crédito.

- El precio de mercado previsto para 2019 (60,22 €/MWh) se corresponde con el previsto para el ejercicio 2018, teniendo en cuenta las cotizaciones recientes del producto base anual de OMIP.
 - El precio del mercado diario correspondiente al ejercicio 2018 se ha apuntado por tecnología según el apuntamiento registrado considerando el periodo comprendido entre octubre de 2017 y septiembre de 2018. El precio del mercado diario correspondiente al ejercicio 2019 se ha apuntado por tecnología conforme al apuntamiento promedio registrado en 2015, 2016 y 2017 (se consideran los ingresos debidos a todos los segmentos, a excepción de pagos por capacidad).
- Balance de 2018 y 2019

La generación por tecnología prevista para el ejercicio 2017 y 2018, así como los costes derivados del régimen retributivo específico de la producción con tecnología renovable, cogeneración y residuos se corresponde con los previstos por la CNMC, teniendo en cuenta la última información disponible y en coherencia con la previsión de la demanda de gas natural recogida en el *Informe de previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2018 y 2019*²⁶ (para mayor información véase epígrafe 5).

Se indica que en la previsión del ejercicio 2018 y 2019 se ha tenido en cuenta el impacto de las disposiciones adicionales sexta y séptima del Real Decreto-ley 15/2018, relativas a la suspensión del impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica durante el último y el primer trimestre de dichos ejercicios, respectivamente.

Al respecto, se indica que el impacto de la suspensión del impuesto sobre la producción de energía eléctrica se estima en 428 M€ y 459 M€ para los ejercicios 2018 y 2019, respectivamente.

²⁶ 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.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 €)
2018	1.354.228
2019	1.383.448

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 2018 y 2019 se estima un importe equivalente al impuesto liquidado en el periodo comprendido entre octubre de 2017 y septiembre de 2018 (277.049 miles de euros).

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 €)
2018	277.049
2019	277.049

Fuente: CNMC

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

Análogamente al impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos, esta Comisión no dispone de la información necesaria para poder realizar una estimación de los ingresos procedentes del impuesto sobre el almacenamiento del combustible nuclear *gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas*, por lo que, teniendo en cuenta la naturaleza del impuesto, para el cierre del ejercicio 2018 y 2019 se estima un importe equivalente al impuesto liquidado en el periodo comprendido entre octubre de 2017 y septiembre de 2018 (8.244 miles de euros).

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

Año	Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear (miles de €)
2018	8.244
2019	8.244

Fuente: CNMC

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

El Real Decreto 198/2015, de 23 de marzo, que desarrolla el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de Aguas y regula el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica en las demarcaciones intercomunitarias establece, con carácter general, un gravamen del 22 por ciento sobre el valor económico de la energía hidroeléctrica producida, y medida en barras de central, en cada período impositivo anual por el concesionario mediante la utilización y aprovechamiento del dominio público hidráulico. No obstante, el canon se reduce en un 90 por ciento para las instalaciones hidroeléctricas de potencia igual o inferior a 50 MW y para las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología hidráulica de bombeo y potencia superior a 50 MW. Finalmente, el 2 por ciento del canon recaudado será considerado un ingreso del organismo de cuenca, mientras que el 98 por ciento restante será ingresado en el Tesoro Público por el organismo recaudador.

El pasado 10 de junio fue publicado en el Boletín Oficial del Estado el Real Decreto-ley 10/2017, de 9 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes para paliar los efectos producidos por la sequía en determinadas cuencas hidrográficas y se modifica el texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por

Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio. El citado Real Decreto-ley modifica el artículo el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio. En particular, aumenta el tipo de gravamen del 22 al 25,5 por cierto y, por otra parte, aumenta la deducción hasta un 92 por ciento para las instalaciones hidroeléctricas de potencia igual o inferior a 50 MW.

En la estimación de los ingresos procedentes del canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica se ha tenido en cuenta la información aportada en la Memoria que acompaña al Real Decreto 198/2015²⁷, según la cual las cuencas intracomunitarias representan el 7,2% de la potencia instalada.

Para 2018 se estima una recaudación de 337.493 miles de euros, suponiendo la producción hidráulica prevista por el Operador del Sistema para el cierre del ejercicio 2018. Para 2019 se estima una recaudación de 339.906 miles de euros, suponiendo que la producción hidráulica correspondiente a un año de precios del gas elevados (28 €/MWh) e hidraulicidad media proporcionada por el Operador del Sistema.

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 €)
2018	337.493
2019	339.906

Fuente: CNMC

No obstante lo anterior, se indica que en las liquidaciones del sector eléctrico el canon por utilización de las aguas continentales no ha superado en ningún ejercicio los 220 M€, sin que se disponga en la CNMC de información que permita valorar el desvío sistemático entre los importes estimados y los importes efectivamente liquidados.

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

²⁷ Disponible en http://transparencia.gob.es/es_ES/buscar/contenido/normavigente/NormaEV03D2-20151101

prevista para el cierre del ejercicio 2018 y 2019 en el sector eléctrico y la estructura de la demanda de gas natural prevista por la CNMC para el cierre del ejercicio 2018 y 2019²⁸.

En particular, en la cobertura de la demanda en b.c. prevista para el cierre del 2018 y 2019 se ha considerado:

- La producción renovable prevista por la CNMC para el cierre del ejercicio 2018 y 2019 (véase Anexo IV).
- La producción de centrales de ciclos combinados es consistente con la contenida en el informe *Previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2018 y 2019*.
- La producción de las centrales de carbón prevista para 2018 se corresponde con la registrada en los últimos doce meses (octubre 2017-septiembre 2018), mientras que la producción de las centrales de carbón prevista para 2019 se corresponde con el escenario de cobertura previsto por el Operador del Sistema para un escenario de precios del gas elevados (28 €/MWh) e hidraulicidad media.
- La producción de las centrales nucleares se corresponde con la previsión del Operador del Sistema para el cierre del ejercicio 2018 y 2019.
- La producción de las centrales hidráulicas prevista para el cierre de 2018 y 2019, como se ha indicado, se corresponde con la prevista por el Operador del Sistema, tomando para el ejercicio 2019 el escenario de cobertura con precios del gas elevados (28 €/MWh) e hidraulicidad media.
- El consumo de los bombeos y el saldo físico internacional previsto para el cierre de 2018 y 2019 se corresponde con las previsiones del Operador del Sistema.

La estructura de la demanda de gas natural prevista por la CNMC para el cierre de 2018 y 2019 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 2018 y 2019*.

En ambos casos, se ha incluido la previsión de impuestos sobre los combustibles utilizados en la generación eléctrica en los sistemas no peninsulares (exceptuando el gas natural) y sobre el consumo de gas natural, tanto para uso industrial, incluyendo generación eléctrica, como para uso doméstico. Se ha considerado que las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración y tratamiento de residuos consumen en el sistema peninsular 88,3% de gas natural, un 10,7% de fuel, un 0,4% de gasoil y un 0,4% de carbón y en los sistemas no peninsulares un 70,5% de gas natural y un 29,5% de gasoil en los territorios no peninsulares (de acuerdo con los cuadros de ventas de

²⁸ Si bien el impuesto especial de hidrocarburos se elimina por el Real Decreto-ley 15/2018 se ha estimado el importe para el ejercicio 2019, a efectos del estimar el impacto sobre los ingresos del sistema.

energías renovables, cogeneración y residuos en 2017, publicados por esta Comisión).

Se indica que en la previsión del ejercicio 2018 se ha tenido en cuenta el impacto del Real Decreto-ley 15/2018. Al respecto se indica que, suponiendo que la exención aplica a partir del 7 de octubre de 2018, los ingresos por el impuesto especial de hidrocarburos se reduce en 52 M€ en 2018 y 202 M€ en 2019.

Cuadro III.5. Previsión de los impuestos especiales

Año	Impuestos especiales sobre los hidrocarburos (miles €)	Impuesto especial sobre el carbón (miles €)
2018	425.152	267.953
2019	238.025	278.976

Fuente: CNMC

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

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

Teniendo en cuenta la evolución de la cotización de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, los ingresos previstos por este concepto para el cierre del ejercicio 2018 y 2019 se corresponden con el importe máximo establecido en la Disposición adicional centésima trigésima de la Ley 6/2018, de 3 de julio, de presupuestos Generales del Estado para el año 2018 y en la la disposición adicional quinta de la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013, respectivamente.

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 €)
2018	750.000
2019	450.000

Fuente: CNMC

7 Previsión de ingresos procedentes de la ley 15/2012 y las subastas de los derechos de CO2 para el cierre del ejercicio 2018 y 2019

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 2018 y 2019 ascenderían a 3.420 M€ y 2.975 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

	2018	2019
TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	2.670.120	2.525.649
<i>Recaudación Impuesto sobre la producción</i>	1.354.228	1.383.448
<i>Impuesto nuclear</i>	277.049	277.049
<i>Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado</i>	8.244	8.244
<i>Recaudación canon hidráulico</i>	337.493	339.906
<i>Impuestos especiales hidrocarburos</i>	425.152	238.025
<i>Impuesto carbón</i>	267.953	278.976
INGRESOS SUBASTAS EMISIONES CO2	750.000	450.000
TOTAL	3.420.120	2.975.649

Fuente: CNMC

Cuadro III.8. Estimación de la recaudación total anual por aplicación de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012. Año 2018

2018	Tecnología	Producción (GWh)	Ingresos de mercado (miles €)	Pagos por capacidad (miles €)	Retribución específica o adicional (1) (miles €)	Valor de la producción (miles €)	Impuesto sobre la producción (miles €)	Impuesto carbón (miles €)	Impuestos hidrocarburos (miles €)	Impuesto nuclear (miles €)	Canon hidráulico (miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)
	Producción convencional	149.118	10.082.231	273.820	-	10.356.051	554.120	250.793	129.247	285.293	331.036	1.550.488
	Hidráulica	32.029	2.127.818	10.630		2.138.448	114.422				331.036	445.458
	Nuclear	53.050	3.207.814	-		3.207.814	171.640			285.293		456.933
	Carbón	37.542	2.592.343	58.977		2.651.320	141.864	250.793				392.657
	CCGTS	26.497	2.154.256	204.213		2.358.469	126.194		129.247			255.441
	Producción RECORE	100.615	5.821.452	-	7.101.331	12.922.782	691.457	-	45.563	-	6.457	743.478
	Cogeneración	26.130	1.583.328		1.224.158	2.807.486	150.220		33.072			183.292
	Solar Fotovoltaica	7.475	466.124		2.398.921	2.865.045	153.300					153.300
	Solar Termosolar	4.524	282.127		1.303.529	1.585.656	84.843					84.843
	Eólica	47.467	2.598.285		1.471.586	4.069.870	217.766					217.766
	Hidráulica	5.841	335.550		81.310	416.860	22.305				6.457	28.762
	Biomasa	3.549	215.053		315.422	530.474	28.384					28.384
	Residuos	3.076	186.390		114.665	301.055	16.108					16.108
	Tratamiento de residuos	2.551	154.574		191.540	346.114	18.519		12.491			31.011
	Otras tecnologías renovables	0	22		200	222	12					12
	Sistema balear	4.963	341.412		374.526	715.938	35.856	17.160	10.135	-	-	63.152
	Carbón	2.436	169.475		44.003	213.478	10.614	17.160				27.774
	Fuélleo	370	25.715		20.866	46.582	2.243		717			2.960
	Gasóleo	264	18.396		67.364	85.760	4.405		2.234			6.638
	Gas natural	1.447	100.651		189.132	289.783	14.296		7.103			21.399
	Producción RECORE (2)	446	27.175		53.160	80.335	4.298		83			4.381
	Sistema canario	8.991	589.079		791.046	1.380.125	68.066	-	-	-	-	68.066
	Fuélleo	4.858	321.346		310.395	631.740	30.773					30.773
	Gasóleo	3.344	221.191		376.141	597.333	29.343					29.343
	Diesel	95	6.266		17.287	23.554	1.146					1.146
	Gas natural	-	-		-	-	-					-
	Cogeneración Tenerife	0	4		9	13	1					1
	Hidroeléctrica	25	1.662		5.438	7.100	361					361
	Producción RECORE	668	38.610		81.775	120.385	6.441					6.441
	Ceuta y Melilla	412	27.700		67.602	95.302	4.729	-	-	-	-	4.729
	Fuélleo	404	27.176		61.655	88.831	4.410					4.410
	Gasóleo	0	26		5.768	5.794	283					283
	Producción RECORE	8	498		179	678	36					36
	Consumo gas natural											
	Uso doméstico	69.317							162.072			162.072
	Uso industrial	144.811							78.135			78.135
Total							1.354.228	267.953	425.152	285.293	337.493	2.670.120

Fuente: CNMC

(1) Excluido el impuesto sobre la producción

Cuadro III.9. Estimación de la recaudación total anual por aplicación de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012. Año 2019

2019	Tecnología	Producción (GWh)	Ingresos de mercado (miles €)	Pagos por capacidad (miles €)	Retribución específica o adicional (1) (miles €)	Valor de la producción (miles €)	Impuesto sobre la producción (miles €)	Impuesto carbón (miles €)	Impuestos hidrocarburos (miles €)	Impuesto nuclear (miles €)	Canon hidráulico (miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	
Sistema peninsular	Producción convencional	150.763	10.752.905	158.763	-	10.911.668	575.478	262.084	-	285.293	334.097	1.456.953	
	Hidráulica	32.325	2.147.496	10.630		2.158.126	113.819				334.097	447.916	
	Nuclear	55.163	3.310.179	-		3.310.179	174.578			285.293		459.871	
	Carbón	39.232	2.901.436	25.307		2.926.743	154.356	262.084				416.440	
	CCGTS	24.043	2.393.794	122.826		2.516.620	132.726					132.726	
	Producción RECORE	102.709	5.882.346	-	7.381.877	13.264.223	699.551	-	-	-		5.809	705.360
	Cogeneración	27.176	1.663.798		1.332.538	2.996.336	158.026						158.026
	Solar Fotovoltaica	7.805	478.608		2.515.584	2.994.192	157.913						157.913
	Solar Termosolar	4.524	277.435		1.303.529	1.580.964	83.380						83.380
	Eólica	48.467	2.581.856		1.515.222	4.097.078	216.079						216.079
	Hidráulica	5.560	318.824		81.404	400.229	21.108				5.809		26.917
	Biomasa	3.549	217.291		315.473	532.764	28.098						28.098
	Residuos	3.076	188.330		126.386	314.716	16.598						16.598
Tratamiento de residuos	2.551	156.182		191.540	347.723	18.339						18.339	
Otras tecnologías renovables	0	22		200	222	12						12	
Sistemas no peninsulares	Sistema balear	5.072	348.939		401.731	750.670	38.392	16.892	-	-	-	55.284	
	Carbón	2.399	166.831		81.605	248.436	12.805	16.892				29.697	
	Fuélleo	417	28.976		25.452	54.428	2.926					2.926	
	Gasóleo	225	15.632		62.959	78.591	3.964					3.964	
	Gas natural	1.585	110.251		178.335	288.586	14.445					14.445	
	Producción RECORE	447	27.249		53.380	80.629	4.252					4.252	
	Sistema canario	9.068	527.468		771.786	1.299.255	65.168	-	-	-	-	-	65.168
	Fuélleo	4.423	292.505		306.367	598.872	29.587						29.587
	Gasóleo	2.871	189.913		362.160	552.073	27.843						27.843
	Diesel	87	5.753		16.197	21.950	1.099						1.099
	Gas natural	-	-		-	-	-						-
	Cogeneración Tenerife	-	-		6	6	0						0
	Hidroeléctrica	23	1.532		5.282	6.814	334						334
Producción RECORE	1.664	37.764		81.775	119.539	6.304						6.304	
Ceuta y Melilla	412	27.827		69.147	96.974	4.859	-	-	-	-	-	4.859	
Fuélleo	404	27.308		63.226	90.534	4.538						4.538	
Gasóleo	0	15		5.742	5.757	285						285	
Producción RECORE	8	504		179	683	36						36	
Consumo gas natural	Uso doméstico	145.784							78.660			78.660	
	Uso industrial	68.159						159.365				159.365	
Total		268.024	17.539.486	158.763	8.624.541	26.322.790	1.383.448	278.976	238.025	285.293	339.906	2.525.649	

Fuente: CNMC

(1) Excluido el impuesto sobre la producción

ANEXO IV. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2018 Y 2019

ANEXO IV. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2018 Y 2019

1 Retribución del transporte

En este epígrafe se muestra la previsión de la retribución del transporte para el cierre del ejercicio 2018 y 2019, en atención a lo establecido en el artículo 6.1, párrafo segundo, 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 y en respuesta a la solicitud de información de la DGPEM.

1.1 Previsión de la retribución del transporte 2018

La previsión de la retribución del transporte prevista para el cierre de 2018 se corresponde con la recogida en el informe relativo a la denominado “Acuerdo por el que se propone la retribución a reconocer a las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el ejercicio 2018. Aplicación de la metodología del Real Decreto 1047/2013”, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el pasado 19 de diciembre de 2017, excepto el incentivo de disponibilidad, en el que se ha corregido unos valores que estaban mal considerados.

En el Cuadro IV. 1 se resume dicha propuesta la retribución del transporte para el ejercicio 2018, incluyendo el incentivo de disponibilidad.

Cuadro IV. 1. Retribución del transporte para 2018 (miles €)

Nombre empresa	Retribución Inversión (miles de €)	Retribución Operación y Mantenimiento (miles €)	Incentivo disponibilidad (miles €)	Retribución 2018 (miles de €)
RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.	1.233.696	417.320	7.100	1.658.116
GAS NATURAL FENOSA, S.A.	22.797	3.715	-836	25.676
VAL DE SOLLER	444	199	26	669
TOTAL	1.256.937	421.234	6.289	1.684.460

Fuente: CNMC

1.2 Previsión de la retribución del transporte 2019

La previsión de la retribución de transporte se obtiene a partir de la propuesta para el ejercicio 2018 recogida en el apartado anterior y considerando las inversiones declaradas en el ejercicio 2017, señaladas por REE en los planes de inversión que tiene la obligación de remitir a esta Comisión, conforme se

establece en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

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

Sobre la base de todo lo anterior, la previsión de la retribución del transporte para el 2019 ascendería a 1.664.851 miles de €, incluyendo un incentivo de disponibilidad, que alcanza un valor de 8.122 miles de € (véase Cuadro IV. 2).

Cuadro IV. 2. Retribución del transporte para 2019 (miles €)

Nombre empresa	Retribución 2019 (miles de €)
RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.	1.638.113
GAS NATURAL FENOSA, S.A.	26.076
VAL DE SOLLER	662
TOTAL	1.664.850

Fuente: CNMC

No obstante lo anterior, es preciso señalar que para la elaboración de este informe, no ha dado tiempo a cotejar en detalle el inventario auditado de instalaciones de transporte a 1 de enero de 2018 remitido por REE, única empresa transportista que ha puesto en servicio instalaciones en el ejercicio 2017, ni con la información obrante en la CNMC de anteriores ejercicios, ni con la auditoria externa de las instalaciones de transporte puestas en servicio en el año 2017 presentada por REE en cumplimiento de la Resolución de la DGPEM de 26 de abril de 2018.

2 Retribución de distribución

Análogamente a lo comentado respecto de la retribución del transporte, en este epígrafe se muestra la previsión de la retribución de la distribución para el cierre del ejercicio 2018 y 2019, en atención a lo establecido en el artículo 10.1, párrafo segundo, del 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 y en respuesta a la solicitud de información de la DGPEM.

2.1 Retribución de la actividad de distribución 2018

La Sala de Supervisión Regulatoria con fecha 28 de junio de 2018 aprobó el informe INF/DE/225/17 sobre la propuesta provisional de retribución a reconocer a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para el ejercicio 2018.

Posteriormente, se han recibido en la CNMC las resoluciones de los recursos de reposición interpuestos por varias empresas distribuidoras contra la Orden IET/980/2016, los cuales influyen en el cálculo de la retribución correspondiente al ejercicio 2018, al modificar parámetros tales como la vida residual o el porcentaje de financiación. Dichos recursos han sido tenidos en cuenta en la cuantía que se indica a continuación, si bien cabe destacar que existen recursos pendientes de resolución por la vía contencioso-administrativa. Asimismo, se encuentra pendiente de resolver el procedimiento de declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016, anunciado en el BOE el 15 de septiembre de 2017.

En tanto en cuanto no se disponga de mejor información, el cierre para el ejercicio 2018 para la retribución del ejercicio 2018 asciende a 5.447.899 miles de €²⁹.

Cuadro IV. 3. Retribución de la distribución para 2018

	Retribución distribución (miles €)	Incentivo calidad (miles €)	Incentivo fraude (miles €)	Incentivo Pérdidas (miles €)	DTª 2ª RD 1048 (miles €)	Retribución total (miles €)
TOTAL EMPRESAS	5.408.018	5.738	4.400	15.980	13.763	5.447.899

Fuente: CNMC

2.2 Retribución de la actividad de distribución 2019

Los cálculos realizados se han llevado a cabo por un lado sobre la retribución para el ejercicio 2018 señalada en el apartado anterior, evolucionándola al 2019 y adicionándole las cantidades para el ejercicio 2017 que aparecían en los planes de inversión presentados por las empresas distribuidoras aprobados mediante Resolución dictada por la DGPEM. Esto ha sido así, porque a la fecha de emisión de este informe los citados planes son la única fuente disponible para el cálculo.

Tanto los costes de inversión como los costes de operación y mantenimiento se obtienen por aplicación de los costes unitarios aprobados por la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre, al inventario de instalaciones que han

²⁹ Dicha cifra basada en la retribución de la Orden IET/980/2016 es susceptible de ser modificada una vez se resuelva el procedimiento de declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016, anunciado en el BOE el 15 de septiembre de 2017.

remitido dichas empresas, y siguiendo lo establecido en el Real Decreto 1048/2013.

En el caso de los incentivos se han mantenido los incentivos previstos en el apartado anterior, es decir los incentivos previstos para el ejercicio 2018.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, la retribución de la actividad de distribución para el ejercicio 2019 sería la que se refleja en el Cuadro IV. 4.

Cuadro IV. 4. Retribución de la distribución para 2019

	Retribución distribución (miles €)	Incentivo calidad (miles €)	Incentivo fraude (miles €)	Incentivo Pérdidas (miles €)	Retribución total (miles €)
TOTAL EMPRESAS	5.459.981	5.738	4.400	15.980	5.486.099

Fuente: CNMC

Es preciso señalar que a la fecha de emisión de este informe, no se ha podido cotejar los cálculos realizados con los que se obtendrían a partir de la información contenida tanto en las auditorías externas para todas las instalaciones puestas en servicio en el año 2017, presentadas por las empresas distribuidoras para dar cumplimiento a la Resolución de 25 de abril de 2018 dictada por la DGPEM, como del inventario auditado de las instalaciones de distribución de energía eléctrica cuya puesta en servicio haya sido anterior al 1 de enero de 2018, presentados por las empresas distribuidoras para dar cumplimiento a la Resolución de 25 de abril de 2018, dictada por la DGPEM.

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

En este epígrafe se recoge la previsión de los costes del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos para la energía correspondiente a los años 2018 y 2019.

Adicionalmente, se aporta la información relativa a los ejercicios 2016 y 2017 de las instalaciones de generación que utilicen fuentes de energía renovables e instalaciones de cogeneración de potencia neta inferior o igual a 15 MW (categoría B de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio) localizadas en Territorio No Peninsular.

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

3.1 Previsión de la retribución de cierre 2018 y 2019

Respecto de la previsión de cierre del ejercicio 2018 y 2019 se realizan las siguientes consideraciones:

La previsión de los costes del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, para el cierre de 2018 y para 2019, se corresponde con la estimación de la liquidación de la energía producida en cada año natural, según criterio 'de devengo', y no con los flujos de cobros y pagos (criterio 'de caja'). Es decir, los importes hacen referencia a los costes correspondientes a la retribución regulada percibida por las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del RD 413/2014 por la energía generada en los años 2018 y 2019, independientemente del momento en que se hagan efectivos los cobros y pagos reales. En consecuencia, no se tiene en cuenta la aplicación de un coeficiente de cobertura ni, en su caso, las posibles reliquidaciones a realizar como resultado de lo previsto en la citada disposición transitoria octava del mismo real decreto.

Respecto de la previsión de los costes del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para el cierre de 2018 y para 2019, debe destacarse que no se ha considerado la revisión de los parámetros retributivos aplicables a dichas instalaciones prevista en la Disposición adicional octava del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

Respecto de la previsión para el ejercicio 2018 se indica que se ha tenido la información que se dispone hasta la liquidación n.º 7, referida a la energía producida durante el mes de julio.

Respecto de la previsión de retribución regulada para el año 2019, cabe considerar que dicho año pertenece al mismo semiperiodo regulatorio que el actual 2018, por lo que se mantendrán con carácter general los parámetros retributivos ahora aplicables, con la excepción de las actualizaciones correspondientes a la retribución a la operación (Ro) de aquellas instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible.

Por otra parte, los proyectos adjudicatarios de las convocatorias de subastas para nuevas instalaciones renovables habidas hasta la fecha, en función de la convocatoria en que fueron adjudicados tienen diversos plazos para cumplir con los requisitos necesarios para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, pero en ningún caso estos plazos expiran antes del 31 de diciembre de 2019. Se ha considerado que en general agotan el mencionado plazo.

Se ha tenido en cuenta las instalaciones que pudieran ponerse en marcha con anterioridad al 31 de diciembre de 2018, al amparo de la disposición adicional sexta ('Instalaciones eólicas en el Sistema Eléctrico Canario') de la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto³⁰, y de conformidad con la disposición transitoria duodécima ('Mecanismo de otorgamiento de régimen retributivo específico para instalaciones renovables en los sistemas eléctricos no peninsulares').

Por otro lado, no se dispone de información que haga prever variaciones significativas ni en lo referente a la potencia de otras instalaciones distintas a las anteriores que pudieran percibir retribución a la inversión (Ri), ni en cuanto a la energía afectada por la percepción de la Ro. No se consideran variaciones significativas en cuanto a la hidraulicidad, eolicidad o radiación solar, entre otros. Por último, se ha tenido en cuenta la entrada gradual de ciertas instalaciones fotovoltaicas y eólicas que sin ser adjudicatarias de las subastas ni susceptibles de recibir retribución específica, comenzarán a ponerse en marcha a finales de 2018 y durante el año 2019.

En el Cuadro IV. 5 y el Cuadro IV. 6 se muestran para el cierre del ejercicio 2018 y 2019 la previsión de potencia instalada, energía y retribución (desglosada por inversión y operación) para el total nacional y por sistemas (para el peninsular y para cada uno de los no peninsulares) con las consideraciones mencionadas anteriormente.

³⁰ Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Cuadro IV. 5. Previsión para el cierre de 2018 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 31/12/2018 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	5.665	26.166	81	1.146	1.227
SOLAR FV	4.839	7.853	2.296	219	2.516
SOLAR TE	2.299	4.524	1.086	218	1.304
EOLICA	23.420	47.867	1.475	-	1.475
HIDRAULICA	1.990	5.845	79	2	81
BIOMASA	745	3.558	145	171	315
RESIDUOS	738	3.371	81	45	126
TRAT. RESIDUOS	625	2.551	23	168	192
OTRAS T. RENOV.	5	0	0	0	0
TOTAL	40.326	101.737	5.267	1.969	7.236

Península					
Tecnología	Potencia a 31/12/2018 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	5.624	26.130	81	1.144	1.224
SOLAR FV	4.593	7.475	2.190	209	2.399
SOLAR TE	2.299	4.524	1.086	218	1.304
EOLICA	22.934	47.467	1.470	-	1.470
HIDRAULICA	1.990	5.841	79	2	81
BIOMASA	740	3.549	144	171	314
RESIDUOS	663	3.076	70	45	115
TRAT. RESIDUOS	625	2.551	23	168	192
OTRAS TEC. RENOV.	5	0	0	0	0
TOTAL	39.473	100.615	5.142	1.956	7.098

Baleares

Tecnología	Potencia a 31/12/2018 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	10	36	1	2	3
SOLAR FV	78	117	35	3	38
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	4	5	0	-	0
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	2	1	1	-	1
RESIDUOS	73	287	12	-	12
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	167	446	48	6	54

Canarias

Tecnología	Potencia a 31/12/2018 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	31	-	-	-	-
SOLAR FV	167	261	71	7	78
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	482	395	5	-	5
HIDRAULICA	0	4	0	-	0
BIOMASA	3	8	0	0	0
RESIDUOS	-	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	684	668	77	7	84

Ceuta y Melilla

Tecnología	Potencia a 31/12/2018 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	-	-	-	-	-
SOLAR FV	0,06	0,08	0,03	0,00	0,04
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	-	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	-	-	-	-	-
RESIDUOS	2,12	8,15	0,14	-	0,14
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	2,18	8,22	0,18	0,00	0,18

Fuente: CNMC

Cuadro IV. 6. Previsión 2019 de potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos

TOTAL NACIONAL					
Tecnología	Potencia a 31/12/2019 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	5.665	27.213	81	1.251	1.333
SOLAR FV	8.761	8.183	2.296	219	2.516
SOLAR TE	2.299	4.524	1.086	218	1.304
EOLICA	27.627	49.863	1.515	-	1.515
HIDRAULICA	1.990	5.564	79	2	81
BIOMASA	945	3.558	145	171	315
RESIDUOS	738	3.371	81	45	126
TRAT. RESIDUOS	625	2.551	23	168	192
OTRAS T. RENOV.	5	0	0	0	0
TOTAL	48.655	104.828	5.307	2.075	7.382

Península					
Tecnología	Potencia a 31/12/2019 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	5.624	27.176	81	1.249	1.329
SOLAR FV	8.503	7.805	2.191	209	2.400
SOLAR TE	2.299	4.524	1.086	218	1.304
EOLICA	27.042	48.467	1.472	-	1.472
HIDRAULICA	1.990	5.560	79	2	81
BIOMASA	940	3.549	145	171	315
RESIDUOS	663	3.076	70	45	115
TRAT. RESIDUOS	625	2.551	23	168	192
OTRAS TEC. RENOV.	5	0	0	0	0
TOTAL	47.691	102.709	5.146	2.062	7.208

Baleares

Tecnología	Potencia a 31/12/2019 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	10	37	1	3	3
SOLAR FV	78	117	35	3	38
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	4	5	0	-	0
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	2	1	-	-	-
RESIDUOS	73	287	12	-	12
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	167	447	47	6	53

Canarias

Tecnología	Potencia a 31/12/2019 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	31	-	-	-	-
SOLAR FV	179	261	70	7	77
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	581	1.391	43	-	43
HIDRAULICA	0	4	0	-	0
BIOMASA	3	8	0	0	0
RESIDUOS	-	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	795	1.664	114	7	121

Ceuta y Melilla

Tecnología	Potencia a 31/12/2019 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	-	-	-	-	-
SOLAR FV	0,06	0,08	0,03	0,00	0,04
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	-	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	-	-	-	-	-
RESIDUOS	2,12	8,15	0,14	-	0,14
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	2,18	8,22	0,18	0,00	0,18

Fuente: CNMC

3.2 Retribución de las instalaciones situadas en Territorio No Peninsular correspondientes a los ejercicios 2015, 2016 y 2017

En lo que se refiere a las instalaciones de la categoría B³¹ se indica que los datos del ejercicio 2016 y 2017 se basan en las liquidaciones mensuales provisionales a cuenta de la definitiva que realiza la CNMC en su calidad de organismo encargado de la liquidación del régimen retributivo específico en virtud de su Circular 1/2017, de 8 de febrero³².

Para el 2015 no se proporciona información por haber sido remitida con anterioridad en el correspondiente informe/oficio de reconocimientos de costes definitivos para dicho ejercicio.

3.2.1 Ejercicio 2016

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones 'categoría B' en los TNP durante el año 2016 alcanzó los 1,1 TWh, de acuerdo con los resultados del sistema de liquidaciones del régimen retributivo específico, con unos costes totales de 130.989 miles €, de los cuales el 50 % de dicha cantidad se financiaría con cargo a PGE, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional tercera de la ETU/1976/2016.

En el Cuadro IV. 7 se muestra el detalle de potencia instalada, energía generada y retribución específica (desglosada en retribución a la inversión y a la operación) atribuida a estas instalaciones para el ejercicio 2016 desglosada por sistemas.

³¹ En particular, se hace notar que en esta categoría B se incluirían las instalaciones de producción a partir de energías renovables, cogeneración (hasta 15 MW) y residuos, sujetas en su caso a régimen retributivo específico, en aplicación de lo establecido en la anteriormente citada disposición transitoria undécima del RD 738/2015, y sin perjuicio de lo previsto en su 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').

³² Circular 1/2017, de 8 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que regula la solicitud de información y el procedimiento de liquidación, facturación y pago del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Cuadro IV. 7. Potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos, desagregado por subsistema correspondiente al ejercicio 2016

Baleares					
Tecnología	Potencia a 31/12/2016 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	6	35	0	2	2
SOLAR FV	77	120	35	2	38
SOLAR TE					-
EOLICA	4	5	0	-	0
HIDRAULICA					-
BIOMASA	2	1	1	0	1
RESIDUOS	75	262	11	-	11
TRAT. RESIDUOS					-
OTRAS TEC. RENOV.					-
TOTAL	164	423	48	4	52

Canarias					
Tecnología	Potencia a 31/12/2016 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION					-
SOLAR FV	163	273	71	5	76
SOLAR TE					-
EOLICA	151	389	2	-	2
HIDRAULICA	0	3	0	-	0
BIOMASA	1	9	0	0	0
RESIDUOS					-
TRAT. RESIDUOS					-
OTRAS TEC. RENOV.					-
TOTAL	316	674	74	5	78

Ceuta y Melilla					
Tecnología	Potencia a 31/12/2016 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION					-
SOLAR FV	0,06	0,08	0,03	0,00	0,04
SOLAR TE					-
EOLICA					-
HIDRAULICA					-
BIOMASA					-
RESIDUOS	2,17	9,70	0,38	-	0,38
TRAT. RESIDUOS					-
OTRAS TEC. RENOV.					-
TOTAL	2,23	9,78	0,42	0,00	0,42

Fuente: CNMC

3.2.2 Ejercicio 2017

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones ‘categoría B’ en los TNP durante el año 2017 alcanzó los 1,1 TWh, de acuerdo con los resultados del sistema de liquidaciones del régimen retributivo específico, con unos costes totales de 137.369 miles €, de los cuales el 50% serán financiados con cargo PGE, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional tercera de la ETU/1976/2016.

A continuación se muestra el detalle de potencia instalada, energía generada y retribución específica (desglosada en retribución a la inversión y a la operación) atribuida a estas instalaciones en 2017, para el conjunto de los TNP y su desglose por sistemas.

Cuadro IV. 8. Potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos, desagregado por subsistema correspondiente al ejercicio 2017

Baleares					
Tecnología	Potencia a 31/12/2017 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	7	35	0	2	3
SOLAR FV	77	123	35	3	39
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	4	3	0	-	0
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	2	2	1	0	1
RESIDUOS	75	288	12	-	12
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	165	450	49	5	54
Canarias					
Tecnología	Potencia a 31/12/2017 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	-	-	-	-	-
SOLAR FV	163	269	71	6	77
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	190	347	5	-	5
HIDRAULICA	0	3	0	0	0
BIOMASA	1	9	0	0	0
RESIDUOS	-	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	354	628	76	6	83
Ceuta y Melilla					
Tecnología	Potencia a 31/12/2017 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	-	-	-	-	-
SOLAR FV	0,06	0,08	0,03	0,00	0,04
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	-	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	-	-	-	-	-
RESIDUOS	2,17	9,95	0,41	-	0,41
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	2,23	10,03	0,44	0,00	0,44

Fuente: CNMC

3.3 Previsión del impacto de la aplicación de la aplicación de la DT8ª del Real Decreto 413/2014

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 estiman en 5,9 M€ y en 1,9 M€ los ingresos previstos por este concepto para el cierre de 2018 y 2019, respectivamente.

4 Retribución adicional de la producción en los sistemas no peninsulares

En este epígrafe se estiman los costes de generación de las instalaciones enmarcadas en la “categoría A”³³, de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio³⁴ (RD 738/2015), en los sistemas eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) para los ejercicios 2015 al 2019, cuantificando, en cada caso, la compensación incurrida y prevista con incidencia en la previsión de la tarifa de sector eléctrico para el año 2019.

Al respecto, se realizan las siguientes consideraciones:

- Los datos del ejercicio 2015 (costes incurridos e ingresos realizados) se corresponden con los recogidos en: i) el Informe sobre reconocimiento de los costes definitivos de las instalaciones de generación en los TNP de

³³ 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.

³⁴ 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.

Endesa, S.A. correspondientes al ejercicio 2015´ aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria (SSR) de la CNMC con fecha 13 de septiembre de 2018 y en ii) el oficio `Costes definitivos de las instalaciones de generación en los TNP titularidad de Servicios Energéticos de Alta Eficiencia, S.A. y de Gorona del Viento, S.A., así como de aquellas que tienen reconocido un régimen retributivo específico correspondiente al ejercicio 2015´ remitido por la Dirección de Energía en respuesta a la solicitud de información de la DGPEM con fecha 25 de septiembre de 2018.

- Los datos del ejercicio 2016 (costes incurridos e ingresos realizados) se basan en las liquidaciones mensuales de despacho C6 y C7 que realiza el Operador del Sistema (OS) a cuenta de la definitiva a las instalaciones de esta categoría³⁵.
- Análogamente, los datos del ejercicio 2017 se basan en las liquidaciones mensuales C3, C5 que realiza el OS a cuenta de la definitiva³⁶.
- Los importes del ejercicio 2018 han sido calculados con los valores de las liquidaciones mensuales C2 y C3 realizadas por el OS para el periodo enero-agosto³⁷ y con previsiones para el periodo septiembre-diciembre.
- Las previsiones del ejercicio 2019 no coinciden con las que figuran en el «Acuerdo por el que se aprueba la memoria acreditativa para la previsión de la compensación presupuestaria de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares en el ejercicio 2019 [INF/DE/049/18]» aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC en su sesión de 31 de mayo de 2018; se ha actualizado la estimación realizada entonces con la mejor información disponible a la fecha de redacción de este documento.

4.1 Ejercicio 2015

En lo que se refiere a la previsión del extracoste de generación en los TNP del año 2015, se indica que, con fecha 20 de septiembre de 2018, en cumplimiento de lo

³⁵ 'Ci', donde i es igual a 2, 3, 5, 6 etc. denota la secuencia de liquidaciones provisionales a cuenta de la definitiva. Para el régimen retributivo adicional, que es el que aplica a las instalaciones 'categoría A', las liquidaciones C2, C3 y C5 se corresponden respectivamente con las realizadas a los meses 'm+1', 'm+3' y 'm+10', donde 'm' es el mes de producción. Más allá de la C5 pueden recibirse nuevas liquidaciones (C6, C7, etc.) cuyas variaciones respecto a las anteriores no guarden ya relación con las sucesivas actualizaciones en el sistema de medidas eléctricas, sino por ejemplo con revisiones de los precios de combustibles regulatoriamente reconocidos mediante las correspondientes Resoluciones de la DGPEM.

Para 2016 se dispone a la fecha de redacción de este documento de liquidaciones C6 o C7 para los doce meses del año.

³⁶ En el caso de 2017 se dispone a la fecha de redacción de este documento de liquidaciones C5 para los diez primeros meses del año y C3 para el resto de los meses.

³⁷ En el caso de 2018 se dispone a la fecha de redacción de este documento de liquidaciones C3 para los cuatro primeros meses del año.

previsto en los artículos 2.3 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio³⁸, y en el artículo 5 del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto³⁹, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó el «Acuerdo por el que se aprueba el informe sobre reconocimiento de los costes definitivos de las instalaciones de generación en los territorios no peninsulares de Endesa, S.A. correspondientes al ejercicio 2015.», en el cual se se proponía un resultado negativo de 346.281.863 euros a devolver por parte de ENDESA.

Asimismo, con fecha 25 de septiembre de 2018, la Dirección de Energía remitió oficio en respuesta a la solicitud de información de la DGPEM (31 de mayo de 2018) sobre el reconocimiento de los costes e ingresos definitivos de las instalaciones de generación en los TNP de los grupos titularidad de Servicios Energéticos de Alta Eficiencia, S.A. (que opera la cogeneración asociada a la refinería de CEPSA en Santa Cruz de Tenerife (COTESA) y de Gorona del Viento, S.A. (que opera la central hidroeléctrica ubicada en la isla de El Hierro), así como de aquellas que tienen reconocido un régimen retributivo específico correspondientes al ejercicio 2015. Se hace notar que GORONA y COTESA no cursaron ante la DGPEM la solicitud a la que se refiere el apartado 3.c)⁴⁰ del artículo 72 ('Procedimiento de liquidaciones') del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio⁴¹ (en adelante, RD 738/2015).

En dicho oficio se proponía que el importe conjunto de: i) los costes definitivos de las instalaciones de generación titularidad de COTESA y GORONA para el referido ejercicio ascendiera a un monto total de 14.250,58 euros para la primera y 12.670.475,34 euros para la segunda y ii) los ingresos totales percibidos a cuenta por dichas plantas ascienden a un total de 51,96 euros y 11.633.039,86 euros, respectivamente.

En lo que se refiere a las instalaciones con derecho a percepción del régimen retributivo específico en los TNP, se proponía una retribución en concepto de extracoste para el periodo septiembre diciembre del ejercicio 2015 de

³⁸ 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 («BOE» de 1 de agosto de 2015).

³⁹ Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, por el que se regula el procedimiento de presupuestación, reconocimiento, liquidación y control de los extracostes de la producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares con cargo a Presupuestos Generales del Estado.

⁴⁰ «Los titulares de las centrales que tengan reconocido un régimen retributivo adicional solicitarán a la Dirección General de Política Energética y Minas que apruebe la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación para sus instalaciones en el plazo máximo de un mes desde la publicación por parte del operador del sistema de las liquidaciones con base en medidas definitivas. Esta solicitud irá acompañada de la información requerida en el presente real decreto y será remitida a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para informe.»

⁴¹ 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 («BOE» de 1 de agosto de 2015).

43.239.029,27 euros: el 50 % (21.619.514,64 euros) de dicha retribución debe ser financiada con cargo a los PGE en virtud de lo dispuesto en la Disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE).

Por tanto, de acuerdo con lo anteriormente expuesto, se remite a la lectura de dicho informe/oficio.

4.2 Ejercicio 2016

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones 'categoría A', de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 ('Ámbito de aplicación') del RD 738/2015 en barras de central (b.c) en los TNP durante el año 2016 alcanzó los 12,67 TWh, de acuerdo con las liquidaciones mensuales de despacho del OS, con unos costes totales de generación de 1.638.717 miles € (costes fijos 477.086 miles € y costes variables 1.161.631 miles €), los cuales se desglosan por sistemas en 492.671 miles € correspondientes a Baleares, 1.063.124 miles € a Canarias y 82.922 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (1.161.631 miles €) es la suma de i) por un lado, los costes variables de generación determinados por el OS en sus liquidaciones mensuales de despacho (1.019.954 miles €) y ii) por otro lado, los peajes de acceso a la producción, los pagos para la financiación del OS, el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica del 7% y, en su caso, los impuestos especiales (sobre el carbón y los hidrocarburos), conceptos que conjuntamente ascenderían a 141.677 miles €; todo ello conforme con lo dispuesto en el artículo 36 ('Retribución por otros costes operativos') y la Disposición transitoria tercera ('Determinación del precio de combustible hasta la entrada en vigor de la orden definida en el artículo 40.5') del RD 738/2015.

Los ingresos totales reconocidos a las instalaciones 'categoría A' en los TNP en el año 2016 alcanzan un total de 1.673.586 miles € (474.059 miles € correspondientes a Baleares, 1.113.390 miles € a Canarias y 86.137 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla), los cuales se desglosan en: i) ingresos por venta de energía a precio del mercado peninsular (619.728 miles €), e ii) ingresos en concepto de compensación extrapeninsular (1.053.858 miles €), los cuales se desglosan en 526.929 miles € a cargo de Presupuestos Generales del Estado (PGE) y en 526.929 miles € a cargo del sistema eléctrico (estos dos últimos conceptos son liquidados por la CNMC).

En consecuencia, la diferencia entre los ingresos y los costes totales de generación arroja un saldo de positivo de 34.869 miles € (1.673.586 miles € - 1.638.717 miles €).

De acuerdo con todo lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2016 asciende a 1.018.989 miles €, (291.428 miles € correspondientes a Baleares, 665.594 miles € a Canarias y 61.967 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla), cantidad íntegramente ingresada a los productores. Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 1.638.717 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a Precio Medio Peninsular (PMP), 619.728 miles €.

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

Cuadro IV.9. Retribución adicional de los sistemas eléctricos no peninsulares correspondiente al ejercicio 2016

COMPENSACIÓN TNP DE 2016					
Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	4.172	8.090	409	12.671
Coste generación SNP (A)	miles €	492.671	1.063.124	82.922	1.638.717
Retribución costes fijos	miles €	180.179	261.291	35.616	477.086
Retribución costes variables	miles €	312.492	801.833	47.306	1.161.631
Costes variables de generación (1)	miles €	250.996	727.337	41.621	1.019.954
Peaje de acceso	miles €	2.086	4.045	205	6.336
Financiación OS	miles €	843	901	55	1.799
Impuestos especiales	miles €	26.336	0	0	26.336
Impuesto a la producción (7%)	miles €	32.231	69.550	5.425	107.206
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	M€	201.243	397.530	20.955	619.728
Retribución adicional SNP (A) - (B)	M€	291.428	665.594	61.967	1.018.989
Ingresos en concepto de compensación (C)	miles €	272.816	715.860	65.182	1.053.858
Ingresos en concepto de compensación con cargo a PGE	miles €	136.408	357.930	32.591	526.929
Ingresos en concepto de compensación con cargo al sector Eléctrico	miles €	136.408	357.930	32.591	526.929
Saldo TNP [(B) + (C)] - (A)	miles €	-18.612	50.266	3.215	34.869

Fuente: CNMC

4.3 Ejercicio 2017

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones 'categoría A', de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 ('Ámbito de aplicación')

del RD 738/2015 en b.c. en los TNP durante el año 2017 alcanzó los 13,09 TWh, de acuerdo con las liquidaciones mensuales de despacho del OS, con unos costes totales de generación de 1.851.865 miles € (costes fijos 453.310 miles € y costes variables 1.398.555 miles €), los cuales se desglosan por sistemas en 545.282 miles € correspondientes a Baleares, 1.215.751 miles € a Canarias y 90.832 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (1.398.555 miles €) es la suma de i) por un lado, los costes variables de generación determinados por el OS en sus liquidaciones mensuales de despacho (1.240.417 miles €) y ii) por otro lado, de los peajes de acceso a la producción, los pagos para la financiación del OS, el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica del 7% y, en su caso, los impuestos especiales (sobre el carbón y los hidrocarburos), conceptos que conjuntamente ascenderían a 158.138 miles €; todo ello conforme con lo dispuesto en el artículo 36 y la Disposición transitoria tercera del RD 738/2015.

Los ingresos totales reconocidos a las instalaciones `categoría A´ en los TNP en el año 2017 alcanzan un total de 1.702.685 miles € (486.584 miles € correspondientes a Baleares, 1.131.456 miles € a Canarias y 84.645 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla), los cuales se desglosan en: i) ingresos por venta de energía a precio del mercado peninsular (764.949 miles €), e ii) ingresos en concepto de compensación extrapeninsular (937.736 miles €), lo cuales se desglosan en 468.868 miles € a cargo de PGE y en 468.868 miles € a cargo del sistema eléctrico. Los dos últimos conceptos son liquidados por la CNMC. 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. Los ingresos mensuales con cargo al sistema eléctrico se calculan de conformidad con lo dispuesto en el artículo 72.4.b) del RD 738/2015.

En consecuencia, la diferencia entre los ingresos y los costes totales de generación arroja un saldo negativo de 149.180 miles € (1.702.685 miles € - 1.851.865 miles €).

De acuerdo con todo lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2017 asciende a 1.086.916 miles €, (278.740 miles € correspondientes a Baleares, 740.983 miles € a Canarias y 67.193 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 1.851.865 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a PMP, 764.949 miles €. El siguiente cuadro recoge para los sistemas eléctricos de Baleares, Canarias y Ceuta y Melilla, la producción medida en GWh, el coste total de generación en miles de euros (desglosado en costes fijos y costes variables), los ingresos reconocidos— a cuenta de la liquidación

definitiva—, así como el importe en miles de euros correspondiente a la retribución adicional.

Cuadro IV.10. Retribución adicional de los sistemas eléctricos no peninsulares correspondiente al ejercicio 2017

COMPENSACIÓN TNP DE 2017					
Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	4.413	8.277	403	13.093
Coste generación SNP (A)	miles €	545.282	1.215.751	90.832	1.851.865
Retribución costes fijos	miles €	175.837	242.580	34.893	453.310
Retribución costes variables	miles €	369.445	973.171	55.939	1.398.555
Costes variables de generación (1)	miles €	302.081	888.596	49.740	1.240.417
Peaje de acceso	miles €	2.207	4.139	202	6.548
Financiación OS	miles €	843	901	55	1.799
Impuestos especiales	miles €	28.641	0	0	28.641
Impuesto a la producción (7%)	miles €	35.673	79.535	5.942	121.150
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	M€	266.542	474.768	23.639	764.949
Retribución adicional SNP (A) - (B)	M€	278.740	740.983	67.193	1.086.916
Ingresos en concepto de compensación (C)	miles €	220.042	656.688	61.006	937.736
Ingresos en concepto de compensación con cargo a PGE	miles €	110.021	328.344	30.503	468.868
Ingresos en concepto de compensación con cargo al sector Eléctrico	miles €	110.021	328.344	30.503	468.868
Saldo TNP [(B) + (C)] - (A)	miles €	-58.698	-84.295	-6.187	-149.180

Fuente: CNMC

4.4 Previsión de cierre 2018

En coherencia con las previsiones de la CNMC de la demanda en b.c y de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para el cierre del ejercicio 2018, se estima que la producción de energía eléctrica en b.c a partir de instalaciones 'categoría A' en los TNP durante 2018 alcance los 13,25 TWh.

Los costes totales de generación se estiman en 1.989.968 miles de € (costes fijos 453.864 miles € y costes variables 1.536.104 miles €), los cuales han sido determinados sobre la base de las liquidaciones mensuales e intermedias realizadas por el OS para el periodo enero-agosto de 2018 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 2018 y previsión de 2019 en TNP, Balear, Canario y Ceuta y Melilla» elaborado por el citado operador, una vez escalada la demanda estimada por el OS a la estimada

por la CNMC y tenido en cuenta el incremento de precio que han experimentado los derechos de emisión en el año 2018.

Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (1.536.104 miles €) es la suma de i) por un lado, los costes variables de generación (1.402.860 miles €) y ii) por otro lado, los peajes de acceso a la producción, los pagos para la financiación del OS, el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica del 7% calculado de acuerdo con lo dispuesto en la Disposición adicional sexta del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre⁴² y, en su caso, los impuestos especiales (sobre el carbón y los hidrocarburos), conceptos que conjuntamente ascenderían a 133.244 miles €; todo ello conforme con lo dispuesto en el artículo 36 y la Disposición transitoria tercera del RD 738/2015. En relación con el impuesto especial sobre hidrocarburos, se indica que la Disposición final primera `Modificación de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales del antedicho Real Decreto-ley 15/2018 establece la exención de la producción de electricidad en centrales eléctricas o a la producción de electricidad o a la cogeneración de electricidad y de calor en centrales combinadas, si bien está condicionada a que sea solicitada por el titular de la planta ante la oficina gestora y ésta la autorice. Se ha considerado que las solicitudes de exención han sido presentadas el día 8 de octubre de 2018 (la referida norma entró en vigor el día 7), por lo que se ha procedido a descontar en el cálculo de este impuesto la parte correspondiente al último trimestre de 2018 aproximadamente. La cuantía a minorar por este concepto ascendería a 2.778 miles de euros.

Los ingresos reconocidos a las instalaciones `categoría A´ en los TNP en el año 2018 en concepto de liquidación por venta de energía a PMP alcanzarían un total de 891.903 miles €, los cuales se desglosan por sistemas en 314.237 miles € correspondientes a Baleares, 550.469 miles € a Canarias y 27.197 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

El PMP estimado para 2018 es igual a 60,22 €/MWh, el cual ha sido obtenido con los precios medios aritméticos mensuales publicados por OMIE entre enero y septiembre de 2018 y de los precios base de los futuros publicados por OMIP entre octubre y diciembre de 2018. Este precio peninsular se corrige en cada sistema no peninsular según el factor de apuntamiento ajustado al perfil de carga horario registrado en 2017 (último año natural completo disponible), lo cual da lugar a precios de 69,55 €/MWh en Baleares, 66,14 €/MWh en Canarias y 67,32 €/MWh en Ceuta y Melilla.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2018 asciende a 1.098.065 miles €, (321.366 miles € correspondientes a Baleares, 709.271 miles € a Canarias y 67.428 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula

⁴² Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

como la diferencia del coste total de generación, 1.989.968 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a Precio Medio Peninsular (PMP), 891.903 miles €.

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

Cuadro IV.11. Retribución adicional de los sistemas eléctricos no peninsulares prevista para el cierre de 2018

COMPENSACIÓN TNP DE 2018					
Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	4.518	8.323	404	13.245
Coste generación SNP (A)	miles €	635.603	1.259.740	94.625	1.989.968
Retribución costes fijos	miles €	180.676	235.298	37.890	453.864
Retribución costes variables	miles €	454.927	1.024.442	56.735	1.536.104
Costes variables de generación (1)	miles €	393.147	957.895	51.818	1.402.860
Peaje de acceso	miles €	2.259	4.162	202	6.623
Financiación OS	miles €	750	761	22	1.533
Impuestos especiales	miles €	27.213	0	0	27.213
Impuesto a la producción (7%)	miles €	31.558	61.624	4.693	97.875
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	miles €	314.237	550.469	27.197	891.903
Retribución adicional SNP (A) - (B)	miles €	321.366	709.271	67.428	1.098.065
Financiada con cargo a PGE	miles €	160.683	354.636	33.714	549.033
Financiada con cargo al sector eléctrico	miles €	160.683	354.636	33.714	549.033

Fuente: CNMC

4.5 Previsión 2019

Los valores mostrados a continuación no coinciden con los que figuran en el «Acuerdo por el que se aprueba la memoria acreditativa para la previsión de la compensación presupuestaria de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares en el ejercicio 2019 [INF/DE/049/18]» aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, en su sesión de 31 de mayo de 2018, porque a la fecha de elaboración de este documento se considera que se dispone de una mejor previsión de la producción b.c. en los TNP. Asimismo, también se ha tenido en cuenta: i) el incremento de precio que han experimentado los derechos de emisión en el año 2018, previsión que se mantiene para 2019, lo que conlleva un incremento directo de los costes variables de generación respecto a los que figuraban en la antedicha memoria y ii) las medidas introducidas por el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre en

lo que se refiere a al impuesto especial sobre hidrocarburos y al impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica.

Esta nueva previsión, de retribución adicional total superior a la proporcionada en mayo, se basa en la estimación para el 2019 remitida por el OS en el marco de la elaboración de este informe durante el mes de septiembre, que figura en los documentos «Evolución de la demanda y previsión de la cobertura: Cierre del año 2018 y previsión de 2019 en TNP, Balear, Canario y Ceuta y Melilla» y «Previsiones de generación y coste de predicción por grupo», si bien los costes variables han sido adaptados conforme: i) a la previsión de la demanda considerada por la CNMC — ligeramente inferior a la contemplada por el OS— y considerando asimismo las previsiones de la CNMC de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y ii) a la previsión de precio para 2019 de los derechos de emisión de acuerdo con la entidad European Energy Exchange (EEX). Se estima que la producción de energía eléctrica en b.c. a partir de instalaciones ‘categoría A’ en los TNP durante 2019 alcance los 12,44 TWh, cuantía inferior en 0,8 TWh a su homóloga en 2018. El motivo de este descenso se encontraría principalmente en la sustitución de producción ‘Categoría A’ por producción ‘Categoría B’ — especialmente, grupos de generación que utilizan como fuentes de energía la energía eólica— en el sistema eléctrico canario.

Los costes totales de generación se estiman en 1.946.050 miles € (costes fijos 438.760 miles € y costes variables 1.507.290 miles €). Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (1.507.290 miles €) es la suma de i) por un lado, los costes variables de generación (1.384.821 miles €) y ii) por otro lado, los peajes de acceso a la producción, los pagos para la financiación del OS, el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica del 7% — calculado de acuerdo con lo dispuesto en la Disposición adicional sexta del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre— y, en su caso, el impuesto especial sobre el carbón (las centrales eléctricas o combinadas estarían exentas del impuesto especial sobre hidrocarburos de conformidad con lo dispuesto en la Disposición final primera del repetido real decreto-ley), conceptos que conjuntamente ascenderían a 122.469 miles €; todo ello conforme con lo dispuesto en el artículo 36 y la Disposición transitoria tercera del RD 738/2015.

Los ingresos reconocidos a las instalaciones ‘categoría A’ en los TNP en el año 2019 en concepto de liquidación por venta de energía a PMP alcanzan un total de 838.727 miles €, los cuales se desglosan por sistemas en 321.690 miles € correspondientes a Baleares, 489.704 miles € a Canarias y 27.333 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

El PMP estimado para 2019 es igual a 60,22 €/MWh, el cual se corresponde con el previsto en el ejercicio 2018, teniendo en cuenta las cotizaciones recientes del producto base anual de OMIP. Este precio peninsular se corrige en cada sistema no peninsular según el factor de apuntamiento ajustado al perfil de carga horario

registrado en 2017, lo cual da lugar a precios de 69,55 €/MWh en Baleares, 66,14 €/MWh en Canarias y 67,32 €/MWh en Ceuta y Melilla.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2019 ascendería a 1.107.323 miles €, (348.352 miles € correspondientes a Baleares, 690.011 miles € a Canarias y 68.960 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 1.946.050 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a Precio Medio Peninsular (PMP), 838.727 miles €.

El Cuadro IV.12 recoge para los sistemas eléctricos de Baleares, Canarias y Ceuta y Melilla, la producción medida en GWh, el coste total de generación en miles de euros (desglosado en costes fijos y costes variables), los ingresos reconocidos en despacho por el OS, así como el importe en miles de euros correspondiente a la retribución adicional.

Cuadro IV.12. Retribución adicional de los sistemas eléctricos no peninsulares prevista para 2019

COMPENSACIÓN TNP DE 2019					
Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	4.625	7.404	406	12.435
Coste generación SNP (A)	miles €	670.042	1.179.715	96.293	1.946.050
Retribución costes fijos	miles €	170.810	229.262	38.688	438.760
Retribución costes variables	miles €	499.232	950.453	57.605	1.507.290
Costes variables de generación (1)	miles €	445.137	887.127	52.557	1.384.821
Peaje de acceso	miles €	2.313	3.702	203	6.218
Financiación OS	miles €	750	761	22	1.533
Impuestos especiales	miles €	16.892	0	0	16.892
Impuesto a la producción (7%)	miles €	34.140	58.863	4.823	97.826
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	miles €	321.690	489.704	27.333	838.727
Retribución adicional TNP (A) - (B)	miles €	348.352	690.011	68.960	1.107.323
Financiada con cargo a PGE	miles €	174.176	345.006	34.480	553.662
Financiada con cargo a peajes de acceso	miles €	174.176	345.006	34.480	553.662

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 2018 y 2019 (véase Cuadro IV.13).

Cuadro IV.13. Previsión de cierre de 2018 y 2019 del importe correspondiente a la tasa de la CNMC y del segundo ciclo de combustible nuclear

	Previsión de cierre 2018		Previsión 2019	
	Orden ETU/1282/2017		Orden ETU/1282/2017	
Previsión de ingresos (1)	13.729.562		13.563.628	

Concepto de coste	Orden ETU/1282/2017 (%)	Importe cuotas (miles €)	Orden ETU/1282/2017 (%)	Importe cuotas (miles €)
CNMC	0,150	20.594	0,150	20.345
2ª parte de combustible nuclear	0,001	137	0,001	136

Fuente: CNMC

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

6 Anualidades para la financiación del déficit

6.1 Déficit de actividades reguladas ejercicio 2005

El importe estimado de la anualidad de 2019 correspondiente al derecho de cobro por la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas del ejercicio 2005, asciende a 280.377,89 miles de euros. En el Cuadro IV.18 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, 2017 y 2018.

Cuadro IV.14. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente al déficit 2005 en 2019

DERECHOS DE COBRO DEL DEFICIT DE 2005		
IMPORTE PROVISIONAL PENDIENTE DE COBRO A 31-12-18 (miles de euros)		
IdPC a 31-12-17	848.444,92	:importe definitivo pendiente de cobro a 31-12-17, según consta en la Resolución de 5 de junio de 2018 de la Dirección General de Política Energética y Minas.
Anualidad 2018	282.126,72	:anualidad prevista Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre
i(N)2017	-0,334%	:euribor medio 3M noviembre 2017, Act 365.
IPPC a 31-12-18	563.484,39	:importe provisional pendiente de cobro a 31-12-18.

ANUALIDAD PROVISIONAL 2019 (miles de euros)		
i(N)2018	-0,323%	:euribor medio 3M, del 1 al 15 de septiembre 2018, Act 365.
p	2	:número de pagos anuales pendientes
Anualidad 2019	280.377,89	:anualidad año 2019

Fuente: CNMC

6.2 Adjudicatarios de la 2ª subasta del déficit ex ante

La anualidad a imputar en 2019 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 94.413,72 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 2018 (-0,323%) más el diferencial que resultó de la subasta, 65 puntos básicos, resultando un tipo de interés del 0,327%. Tanto el tipo de interés como la anualidad deberán ajustarse cuando estén disponibles las cotizaciones del Euribor de noviembre (véase Cuadro IV.15).

Cuadro IV.15. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente a los adjudicatarios de la 2ª subasta de déficit ex ante en 2019

TITULIZACION DEL DEFICIT EX-ANTE DE LA SUBASTA DEL 12 DE JUNIO DE 2008		
IMPORTE PENDIENTE DE COBRO A 31-12-18 (miles de euros)		
(+) IDPC a 31-12-17	510.125,92	:importe definitivo pendiente de cobro 31-12-17, según consta en la Resolución de 5 de junio de 2018 de la Dirección General de Política Energética y Minas.
i(N)2017 + difer.	0,316%	:media del euribor a 3 meses de noviembre 2017, Act 365, más diferencial resultante de la subasta de 12 de junio de 2008 (65 puntos básicos)
(+) Intereses 2018	1.612,00	:intereses devengados en el año 2018 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 2018	94.385,52	:anualidad año 2018 según art. 10 punto 2 cap V de Orden ITC/694/2008
(=) IdPC a 31-12-18	417.352,40	:Importe pendiente de cobro a 31-12-2018

ANUALIDAD 2019 (miles de euros)		
i(N)2018 + difer.	0,327%	:media del euribor a 3 meses del 1 al 15 de septiembre de 2018, Act 365. más diferencial resultante de subasta de 12 de junio de 2008 (65 puntos básicos)
p	4,46	: número de pagos anuales pendientes
Anualidad 2019	94.413,72	:anualidad año 2019

Fuente: CNMC y Resolución de 5 de junio de 2018 de la DGPEM

6.3 Déficit 2013

De conformidad con lo establecido en el R.D. 1054/2014, de 12 de diciembre, *por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del sistema eléctrico en el año 2013 y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos posteriores*, la anualidad para recuperar el derecho de cobro del Déficit 2013, es constante a lo largo del periodo 2015-2028, 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, 79 emisiones de FADE. Once de ellas en 2011 (de la 1ª a la 11ª), 18 en 2012 (de la 12ª a la 29ª), 16 en 2013 (de la 30ª a la 45ª), 3 en 2014 (de la 46ª a la 48ª), 7 en 2015 (de la 49ª a la 55ª), 12 en 2016 (de la 56ª a la 67ª), 8 en 2017 (de la 68ª a la 75ª) y 4 en 2018 (de la 76ª a la 79ª). 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 79ª, 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 2018 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 2018, en función de la variación de la TIR media ponderada del Fondo.

Para calcular el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2018 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 2018, y que equivale a la TIR media ponderada de las emisiones vivas a 30 de noviembre de 2017, incluidas comisiones, más 30 puntos básicos.

Cuadro IV.16. Importe pendiente de cobro a 31/12/2018 de los derechos de cobro cedidos a FADE.

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2017 (€)	Tipo de interés (%)	Intereses (€)	Anualidad 2018(€)	Importe pendiente de cobro a 31/12/2018 (€)
1ª	1.243.176.817,76	3,657%	45.462.976,23	180.677.179,83	1.107.962.614,16
2ª	1.252.989.067,54	3,657%	45.821.810,20	180.562.394,17	1.118.248.483,57
3ª	1.262.915.942,07	3,657%	46.184.836,00	180.282.021,32	1.128.818.756,75
4ª	642.482.966,86	3,657%	23.495.602,10	90.398.339,38	575.580.229,57
5ª	996.321.302,71	3,657%	36.435.470,04	134.973.993,71	897.782.779,04
6ª	211.504.335,07	3,657%	7.734.713,53	28.296.501,13	190.942.547,47
7ª	64.361.605,10	3,657%	2.353.703,90	8.610.737,13	58.104.571,87
8ª	82.005.113,05	3,657%	2.998.926,98	10.929.494,10	74.074.545,94
9ª	64.508.857,28	3,657%	2.359.088,91	8.581.329,02	58.286.617,17
10ª	384.409.342,57	3,657%	14.057.849,66	50.991.440,61	347.475.751,62
11ª	98.655.668,12	3,657%	3.607.837,78	13.086.556,66	89.176.949,24
12ª	169.792.739,30	3,657%	6.209.320,48	22.291.871,00	153.710.188,78
13ª	153.627.019,44	3,657%	5.618.140,10	20.169.494,37	139.075.665,17
14ª	248.914.854,94	3,657%	9.102.816,25	32.649.344,56	225.368.326,62
15ª	111.819.449,13	3,657%	4.089.237,25	14.653.378,41	101.255.307,97
16ª	109.726.105,56	3,657%	4.012.683,68	14.379.056,23	99.359.733,01
17ª	136.192.246,86	3,657%	4.980.550,47	17.847.311,41	123.325.485,91
18ª	161.024.381,80	3,657%	5.888.661,64	21.081.880,20	145.831.163,24
19ª	396.824.935,65	3,657%	14.511.887,90	51.905.628,76	359.431.194,79
20ª	90.446.786,46	3,657%	3.307.638,98	11.830.651,00	81.923.774,44
21ª	85.568.827,65	3,657%	3.129.252,03	11.171.930,73	77.526.148,95
22ª	580.849.049,76	3,657%	21.241.649,75	75.626.763,36	526.463.936,15
25ª	56.373.327,46	3,657%	2.061.572,59	6.912.792,96	51.522.107,08
26ª	81.763.889,05	3,657%	2.990.105,42	10.009.403,11	74.744.591,36
27ª	1.279.730.987,68	3,657%	46.799.762,22	155.874.883,85	1.170.655.866,05
28ª	72.924.027,90	3,657%	2.666.831,70	8.867.513,66	66.723.345,94
29ª	118.079.759,02	3,657%	4.318.176,79	14.322.557,16	108.075.378,65
30ª	123.414.887,77	3,657%	4.513.282,45	14.944.821,70	112.983.348,51
31ª Cesión	514.147.713,96	3,657%	18.802.381,90	62.054.373,02	470.895.722,84
32ª	65.081.324,40	3,657%	2.380.024,03	7.809.792,21	59.651.556,23
33ª	125.637.828,44	3,657%	4.594.575,39	15.064.262,04	115.168.141,79
34ª	50.477.907,41	3,657%	1.845.977,07	6.052.416,17	46.271.468,31
35ª	71.779.829,42	3,657%	2.624.988,36	8.592.505,21	65.812.312,57
36ª	65.696.554,59	3,657%	2.402.523,00	7.825.998,88	60.273.078,71
37ª	1.117.249.916,30	3,657%	40.857.829,44	132.982.838,65	1.025.124.907,09
38ª	56.336.472,58	3,657%	2.060.224,80	6.678.539,13	51.718.158,25
39ª	1.351.420.067,29	3,657%	49.421.431,86	159.437.869,00	1.241.403.630,15
40ª Cesión	47.683.060,52	3,657%	1.743.769,52	5.616.575,04	43.810.255,00
41ª	1.552.314.977,10	3,657%	56.768.158,71	177.097.131,08	1.431.986.004,73
42ª	206.336.628,64	3,657%	7.545.730,51	23.486.470,68	190.395.888,47
43ª	346.041.615,62	3,657%	12.654.741,88	39.388.528,90	319.307.828,60
44ª	237.350.720,38	3,657%	8.679.915,84	27.016.680,33	219.013.955,90
45ª Cesión	859.128.885,50	3,657%	31.418.343,34	97.348.481,72	793.198.747,12
Total FADE	16.947.087.795,68	-	619.755.000,69	2.168.381.731,59	15.398.461.064,78

Fuente: CNMC

Una vez obtenido el importe pendiente de cobro, se ha calculado la anualidad para 2019 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 7,07 años para la emisión 1ª y 9,85 años para la emisión 45ª), y

el tipo de interés de actualización, que asciende al 2,787%, 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 2018, 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 2018, en los términos establecidos en el artículo 10.1 del R.D. 437/2010.

El tipo de interés se ha calculado con los datos disponibles a fecha actual, teniendo en cuenta las amortizaciones de bonos de fecha 17 de septiembre de 2018 y la emisión 79ª realizada en fecha 10 de octubre de 2018.

La anualidad de FADE para 2019 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 2019.

Cuadro IV.17. Anualidades provisionales para 2019 de los derechos de cobro cedidos a FADE

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2018 (€)	Tipo de interés (%)	Nº pagos anuales pendientes (p)	Anualidad 2019 (€)
1ª	1.107.962.614,16	2,787%	7,07	174.826.276,94
2ª	1.118.248.483,57	2,787%	7,15	174.660.731,67
3ª	1.128.818.756,75	2,787%	7,24	174.328.410,95
4ª	575.580.229,57	2,787%	7,38	87.365.452,75
5ª	897.782.779,04	2,787%	7,76	130.253.505,82
6ª	190.942.547,47	2,787%	7,89	27.293.156,54
7ª	58.104.571,87	2,787%	7,89	8.305.415,41
8ª	74.074.545,94	2,787%	7,93	10.540.324,60
9ª	58.286.617,17	2,787%	7,95	8.275.132,18
10ª	347.475.751,62	2,787%	7,98	49.166.282,55
11ª	89.176.949,24	2,787%	7,98	12.618.144,04
12ª	153.710.188,78	2,787%	8,09	21.484.850,93
13ª	139.075.665,17	2,787%	8,09	19.439.309,51
14ª	225.368.326,62	2,787%	8,10	31.466.145,79
15ª	101.255.307,97	2,787%	8,11	14.121.801,75
16ª	99.359.733,01	2,787%	8,11	13.857.431,08
17ª	123.325.485,91	2,787%	8,11	17.199.869,30
18ª	145.831.163,24	2,787%	8,12	20.316.315,57
19ª	359.431.194,79	2,787%	8,13	50.018.807,22
20ª	81.923.774,44	2,787%	8,13	11.400.595,00
21ª	77.526.148,95	2,787%	8,15	10.764.990,38
22ª	526.463.936,15	2,787%	8,18	72.863.620,38
25ª	51.522.107,08	2,787%	8,86	6.642.873,91
26ª	74.744.591,36	2,787%	8,88	9.617.837,97
27ª	1.170.655.866,05	2,787%	8,94	149.742.788,99
28ª	66.723.345,94	2,787%	8,96	8.518.016,74
29ª	108.075.378,65	2,787%	8,99	13.756.484,83
30ª	112.983.348,51	2,787%	9,01	14.353.060,48
31ª Cesión	470.895.722,84	2,787%	9,05	59.588.153,35
32ª	59.651.556,23	2,787%	9,12	7.497.408,31
33ª	115.168.141,79	2,787%	9,13	14.461.155,76
34ª	46.271.468,31	2,787%	9,13	5.810.104,25
35ª	65.812.312,57	2,787%	9,15	8.247.871,15
36ª	60.273.078,71	2,787%	9,21	7.510.392,84
37ª	1.025.124.907,09	2,787%	9,22	127.615.065,23
38ª	51.718.158,25	2,787%	9,27	6.407.745,08
39ª	1.241.403.630,15	2,787%	9,33	152.938.272,15
40ª Cesión	43.810.255,00	2,787%	9,35	5.387.202,01
41ª	1.431.986.004,73	2,787%	9,76	169.600.983,13
42ª	190.395.888,47	2,787%	9,79	22.489.787,22
43ª	319.307.828,60	2,787%	9,79	37.717.017,84
44ª	219.013.955,90	2,787%	9,79	25.870.187,14
45ª Cesión	793.198.747,12	2,787%	9,85	93.196.223,44
Total FADE	15.398.461.064,78	-	-	2.087.535.202,18

Fuente: CNMC

7 Pagos por capacidad

De acuerdo con la aplicación de la Orden TEC/1049/2018, de 11 de octubre, por la que se modifica el plazo de formalización para la prestación del servicio de disponibilidad de potencia de generación de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2019, de la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia y se modifica el incentivo a la inversión, modificada por la Orden ETU/1133/2017, de 21 de noviembre, y del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, se ha realizado la estimación de los costes derivados del derecho de cobro de pagos por capacidad para los años 2018 y 2019.

Se estiman unos derechos de cobro por incentivo a la inversión 197,3 y 158,8 M€ para los años 2018 y 2019 respectivamente

A efectos del cobro del incentivo a la inversión se ha tenido en cuenta la finalización de los derechos de aquellas unidades cuyo plazo de cobro expire en el periodo estudiado: Guardo 2, Robla 2, Soto 3, Amorebieta, Arcos 3 y Cartagena 1,2, y 3 durante 2018, y Barrios, Lada, Narcea 3, Puentes GR 1, Aceca 4 y Castelnou durante 2019. No se han tenido en cuenta nuevas altas ni en 2018 ni en 2019.

En cuanto al cobro del servicio de disponibilidad, se ha considerado el valor liquidado por el operador del sistema en el primer semestre de 2018, y que no hay pagos en el segundo semestre de 2018. Para 2019, se considera el mantenimiento de las condiciones previstas en la Orden ITC/3127/2011 con aplicación desde el 1 de enero de 2019, sin que resulte de aplicación su disposición transitoria cuarta introducida por la Orden ETU 1133/2017.

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.18. Derecho de cobro de los Pagos por capacidad estimados para los años 2018 y 2019

Pagos por capacidad (miles de €)	2018	2019
Incentivo inversión	197.336	158.763
Hidráulica	10.630	10.630
Carbón	38.392	25.307
Fuel-gas	-	-
CCG	148.314	122.826
Pago disponibilidad	76.484	187.967
Hidráulica	-	19.087
Carbón	20.585	51.577
Fuel-gas	-	-
CCG	55.899	117.303
Total	273.820	346.730

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 2017

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	10.597.797	39.433.383	21.149.058
PVPC con DHA	643.528	3.307.055	3.677.226
PVPC con DHS	2.120	11.755	21.654
Total	11.243.446	42.752.193	24.847.938

AÑO 2018

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	10.190.736	37.630.628	20.896.489
PVPC con DHA	658.674	3.268.125	3.386.205
PVPC con DHS	2.119	11.006	20.620
Total	10.851.529	40.909.759	24.303.314

AÑO 2019

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	10.023.410	37.040.693	20.990.501
PVPC con DHA	552.396	2.775.152	2.738.080
PVPC con DHS	2.064	10.614	19.222
Total	10.577.869	39.826.460	23.747.803

Fuente: CNMC

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

AÑO 2017			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	261.479	1.219.711	779.540
PVPC con DHA	5.549	30.088	41.309
PVPC con DHS	34	189	159
TOTAL	267.062	1.249.988	821.008

AÑO 2018			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	264.611	1.124.648	720.450
PVPC con DHA	4.714	34.836	41.148
PVPC con DHS	29	245	201
TOTAL	269.354	1.159.729	761.799

AÑO 2019			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	275.917	1.124.480	740.836
PVPC con DHA	3.496	25.470	28.239
PVPC con DHS	32	288	228
TOTAL	279.446	1.150.238	769.303

Fuente: CNMC

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

AÑO 2017

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	598.716	2.191.557	1.331.594
PVPC con DHA	6.022	29.966	71.009
PVPC con DHS	64	300	162
TOTAL	604.801	2.221.822	1.402.765

AÑO 2018

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	572.814	2.084.000	1.305.779
PVPC con DHA	7.749	34.683	60.945
PVPC con DHS	67	285	130
TOTAL	580.629	2.118.968	1.366.854

AÑO 2019

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	569.944	2.062.026	1.319.427
PVPC con DHA	5.996	25.597	40.959
PVPC con DHS	75	307	97
TOTAL	576.015	2.087.930	1.360.483

Fuente: CNMC

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

AÑO 2017

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

AÑO 2018

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

AÑO 2019

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

Fuente: CNMC

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

AÑO 2017

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

AÑO 2018

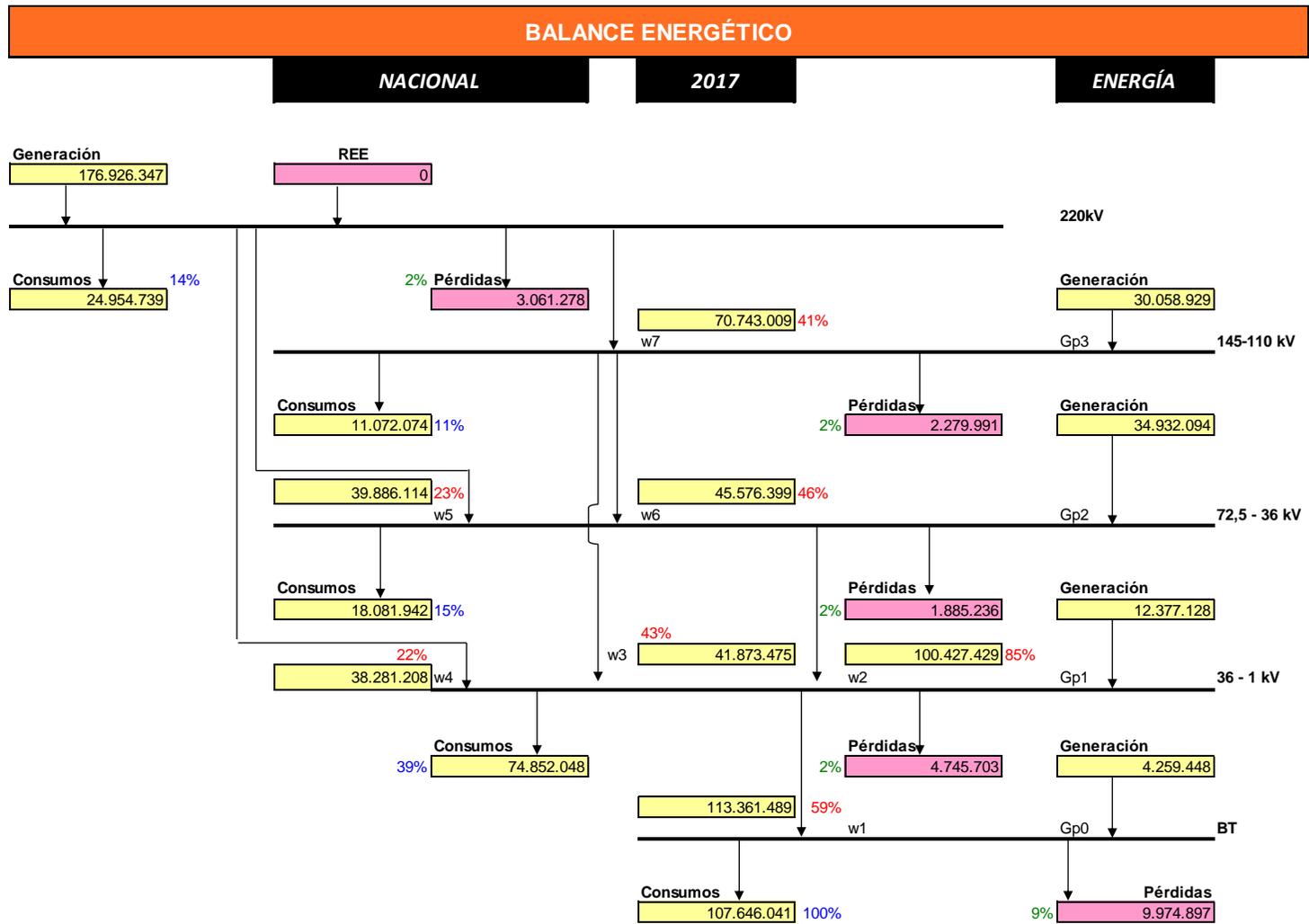
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	n.d	n.d	n.d
PVPC con DHA	n.d	n.d	n.d
PVPC con DHS	n.d	n.d	n.d
TOTAL	n.d	n.d	n.d

AÑO 2019

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

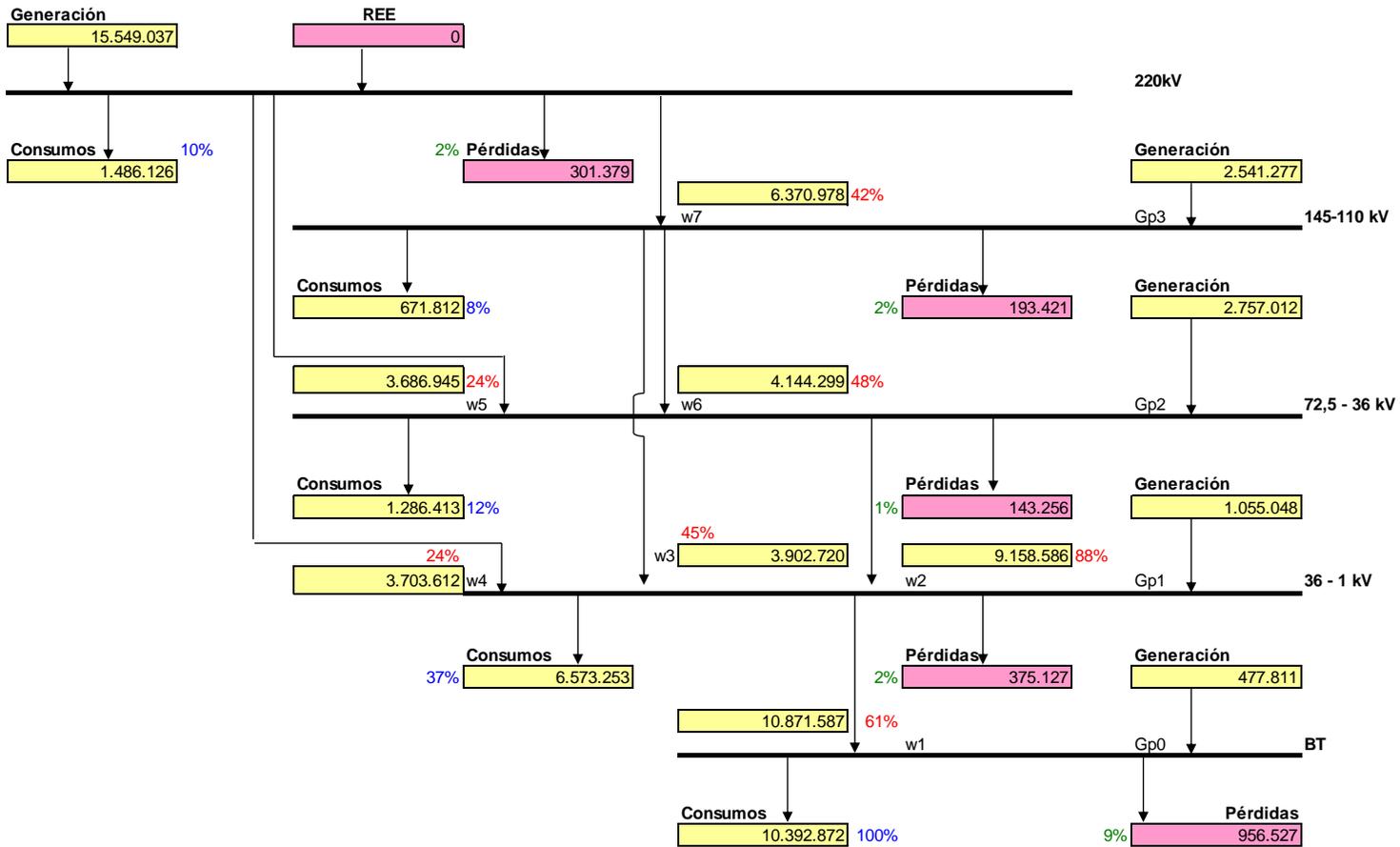
Fuente: CNMC

ANEXO VI. BALANCES DE POTENCIA Y ENERGÍA. AÑO 2017



BALANCE ENERGÉTICO

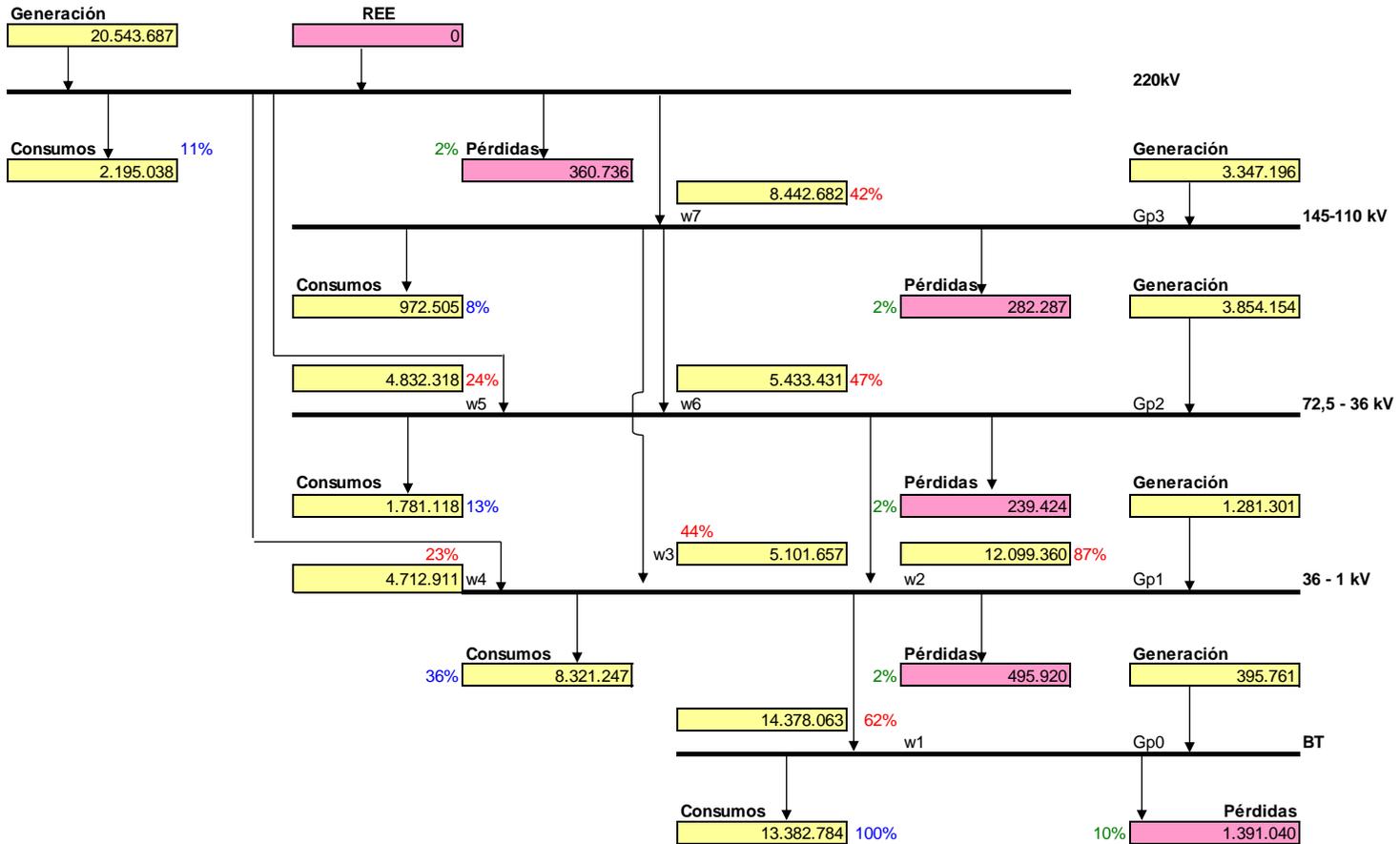
NACIONAL 2017 P1 ENERGÍA



(*) Unidades en MWh
 Fuentes: Empresas eléctricas

BALANCE ENERGÉTICO

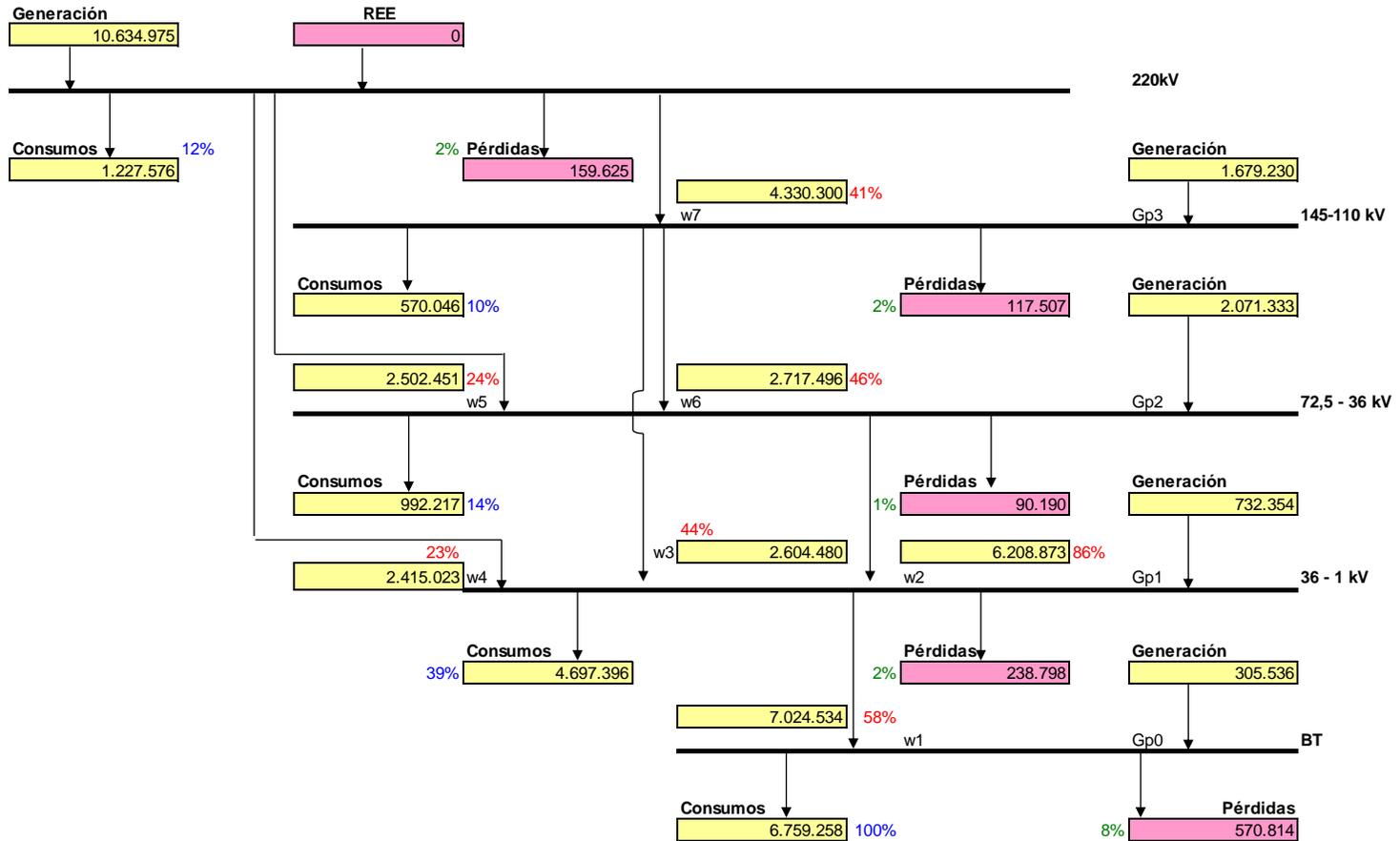
NACIONAL 2017 P2 ENERGÍA



(*) Unidades en MWh
 Fuentes: Empresas eléctricas

BALANCE ENERGÉTICO

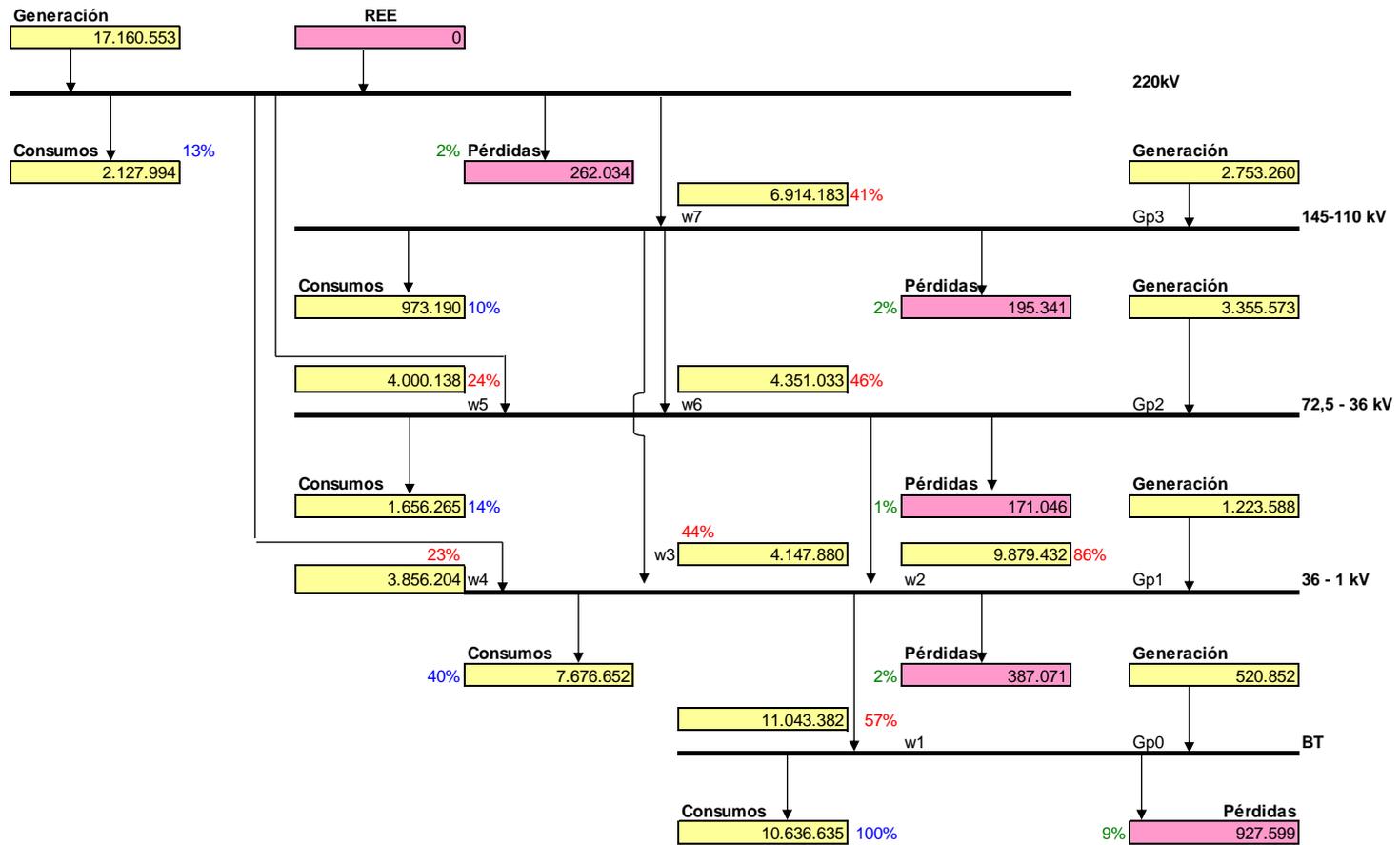
NACIONAL **2017** **P3** **ENERGÍA**



(*) Unidades en MWh
 Fuentes: Empresas eléctricas

BALANCE ENERGÉTICO

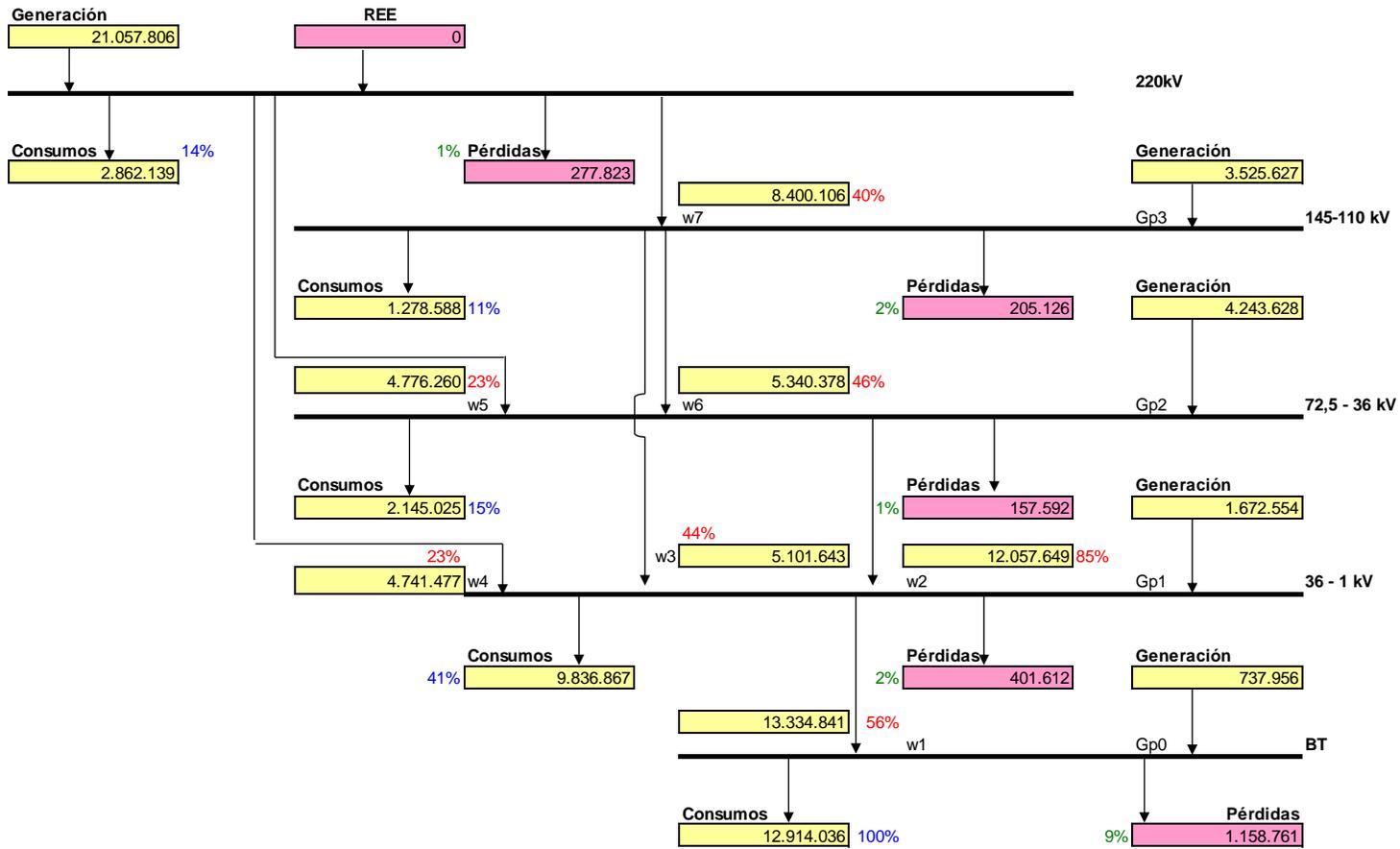
NACIONAL 2017 P4 ENERGÍA



(*) Unidades en MWh
 Fuentes: Empresas eléctricas

BALANCE ENERGÉTICO

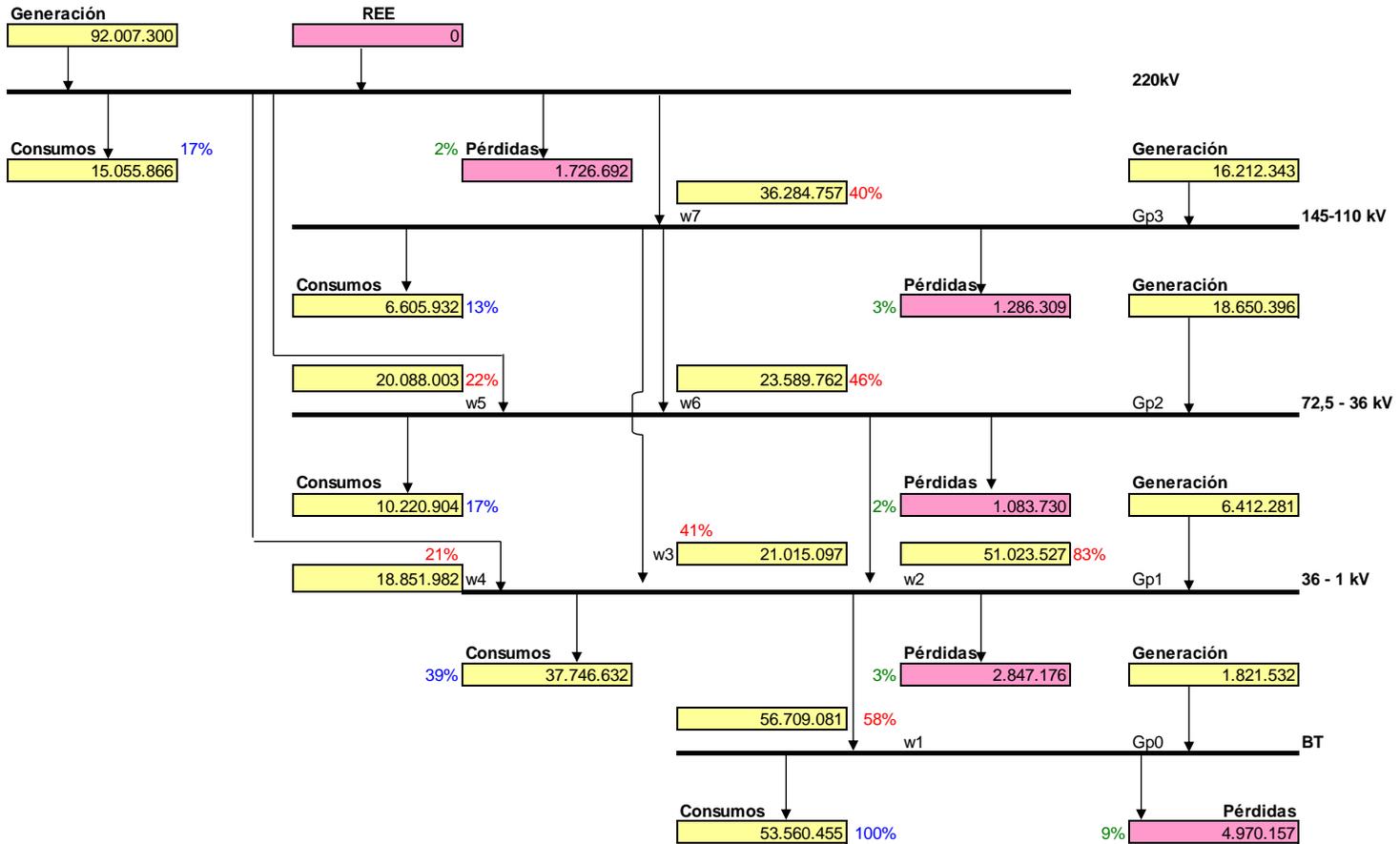
NACIONAL 2017 P5 ENERGÍA



(*) Unidades en MWh
 Fuentes: Empresas eléctricas

BALANCE ENERGÉTICO

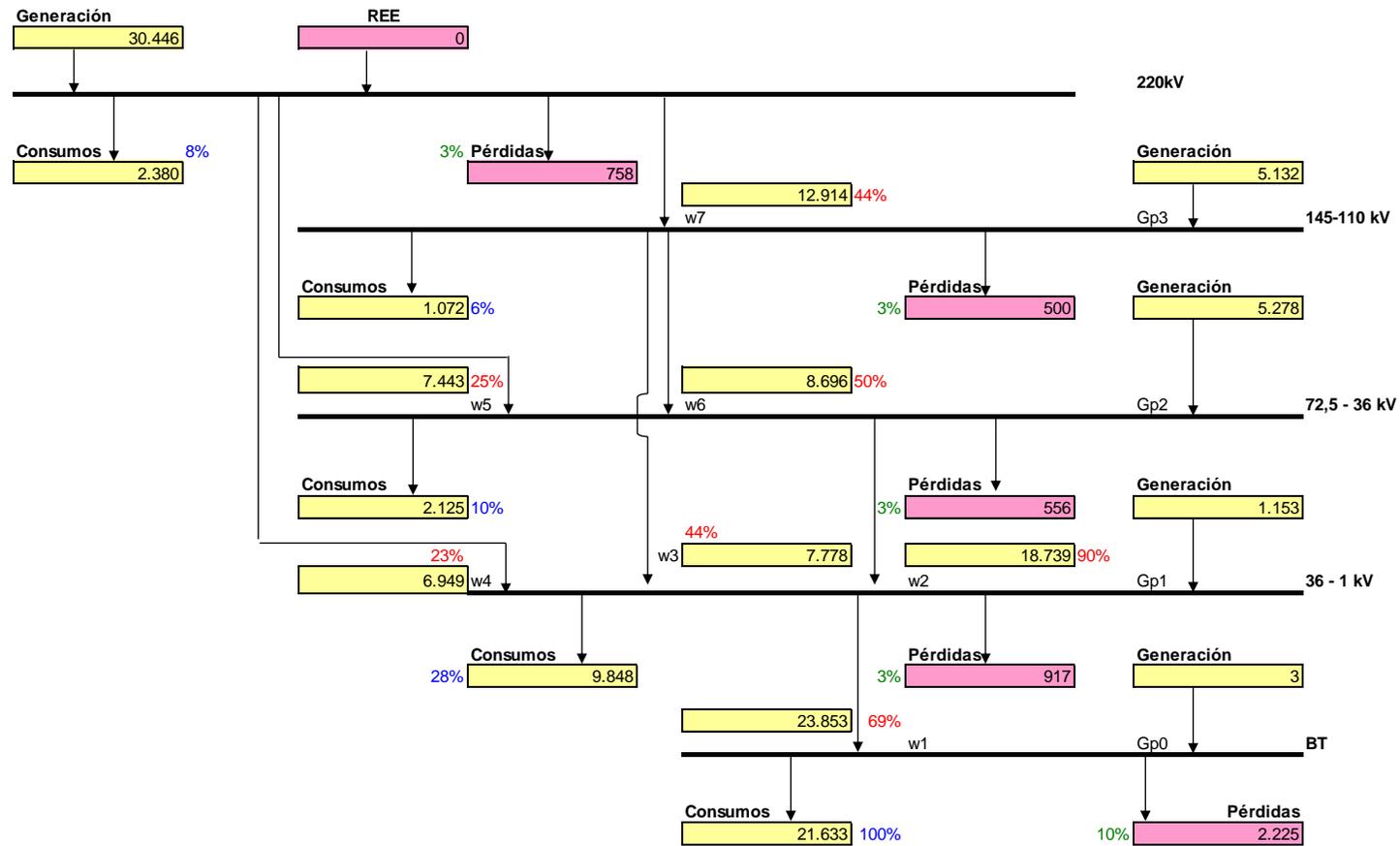
NACIONAL 2017 P6 ENERGÍA



(*) Unidades en MWh
 Fuentes: Empresas eléctricas

BALANCE ENERGÉTICO

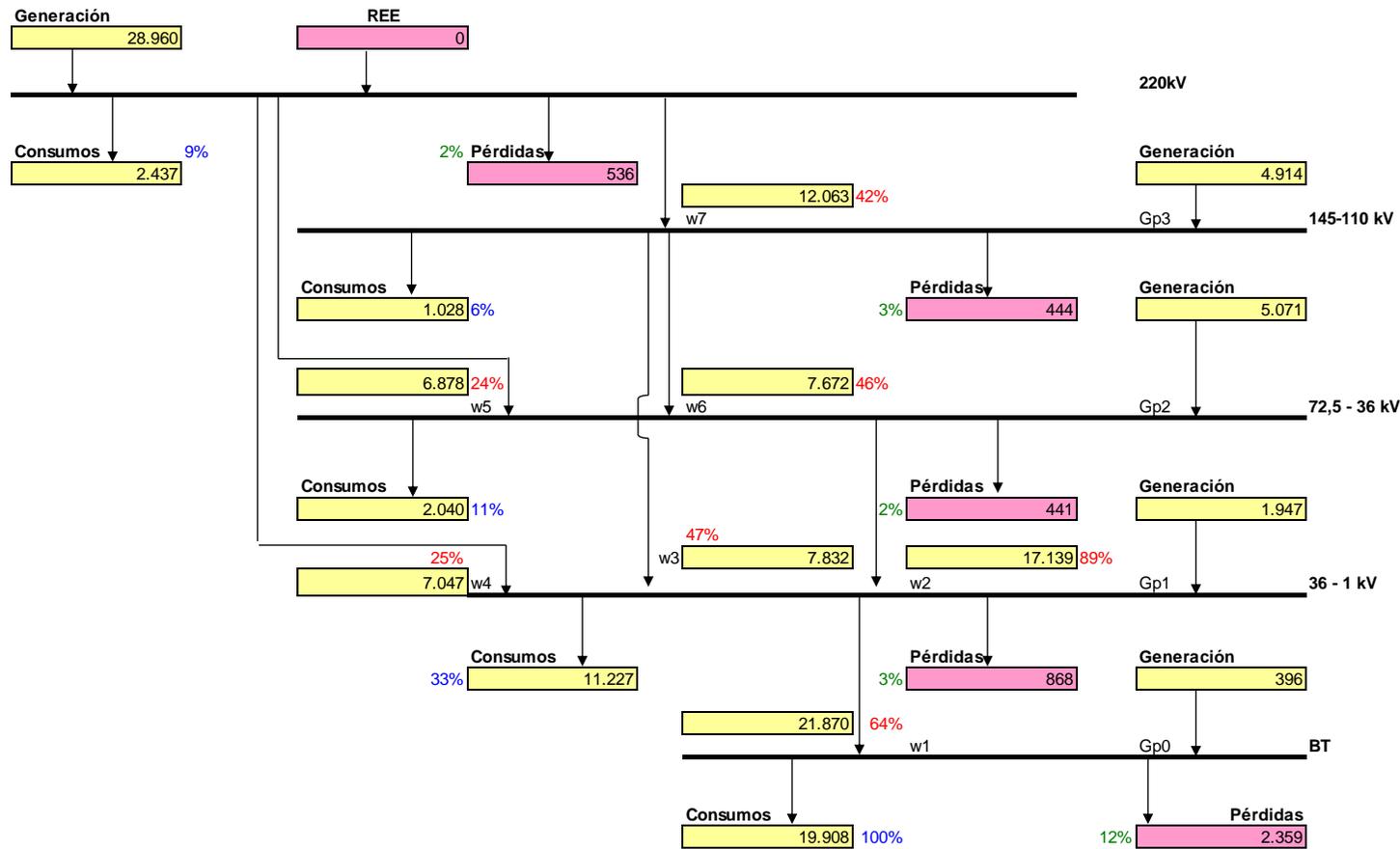
NACIONAL 2017 P1 POTENCIA



(*) Unidades en MWh
 Fuentes: Empresas eléctricas

BALANCE ENERGÉTICO

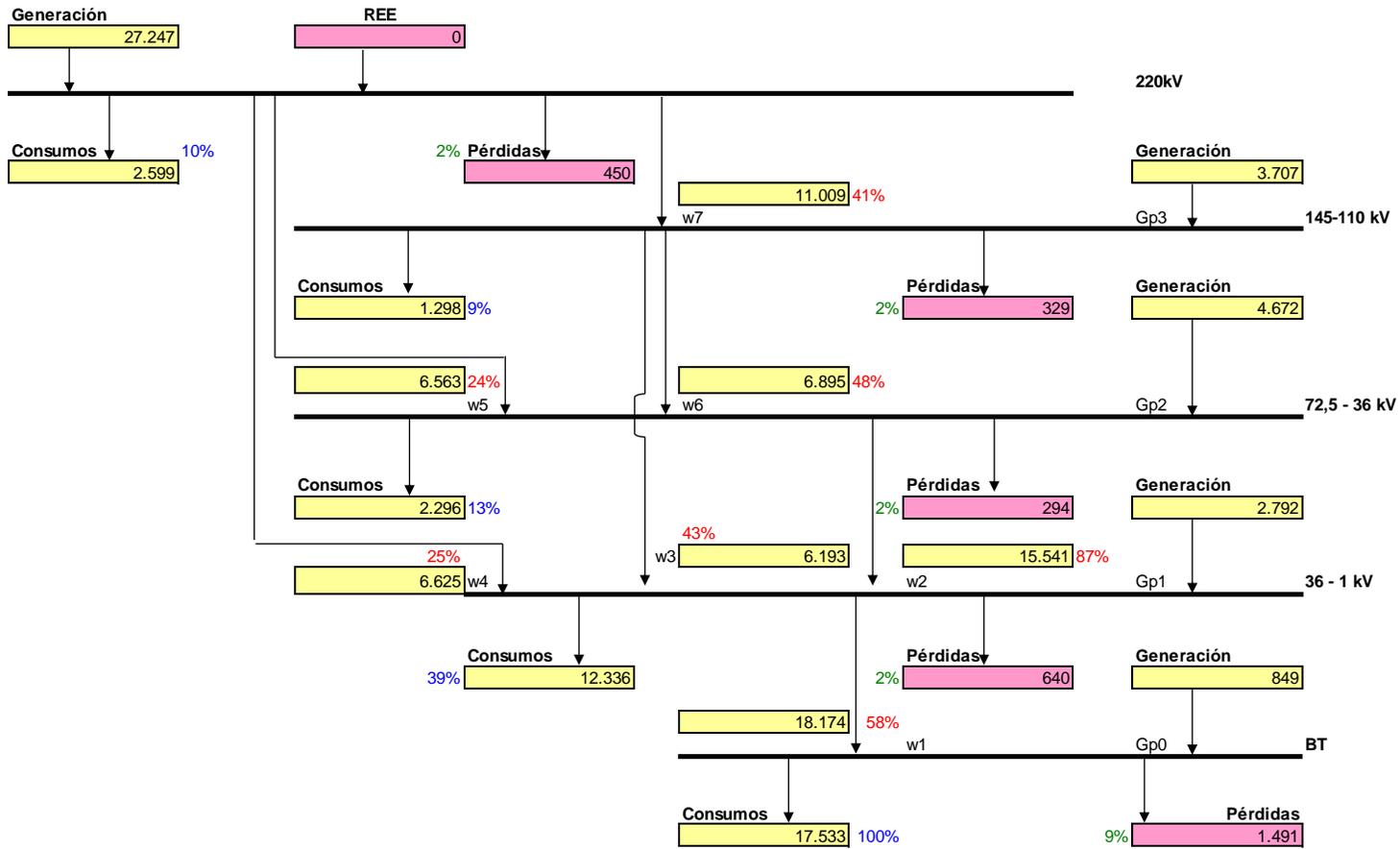
NACIONAL 2017 P2 POTENCIA



(*) Unidades en MWh
 Fuentes: Empresas eléctricas

BALANCE ENERGÉTICO

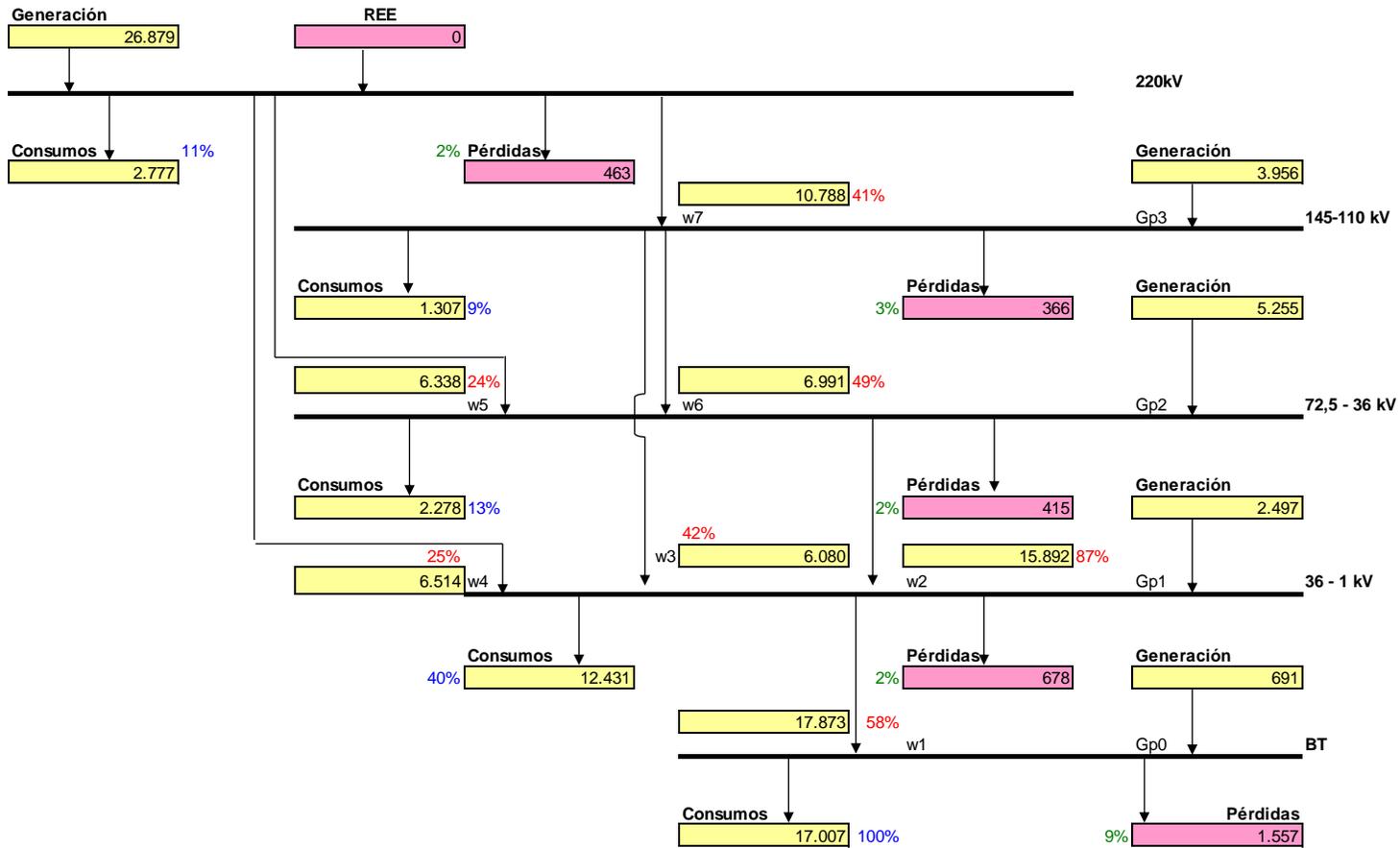
NACIONAL 2017 P3 POTENCIA



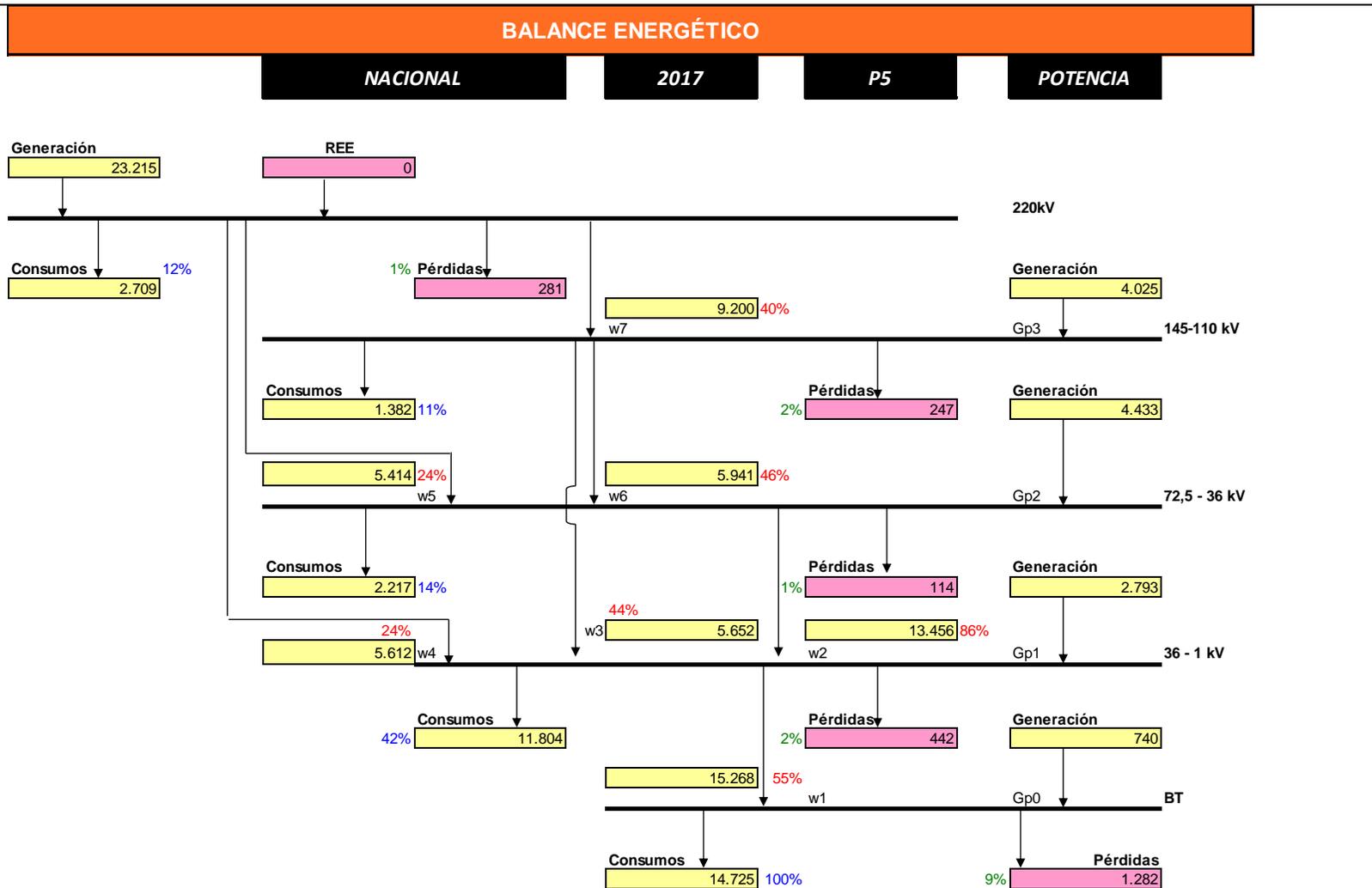
(*) Unidades en MWh
 Fuentes: Empresas eléctricas

BALANCE ENERGÉTICO

NACIONAL 2017 P4 POTENCIA



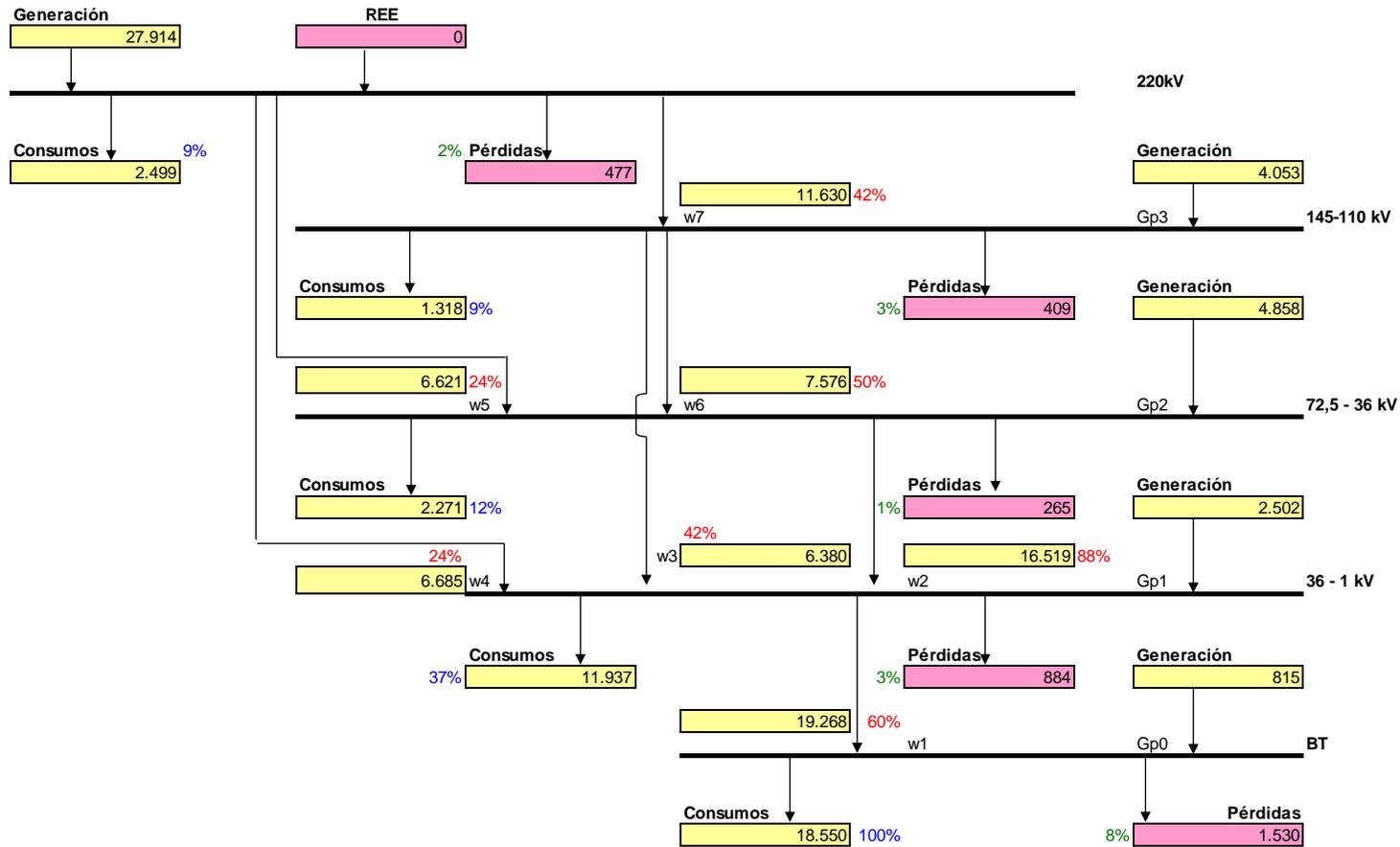
(*) Unidades en MWh
 Fuentes: Empresas eléctricas



(*) Unidades en MWh
 Fuentes: Empresas eléctricas

BALANCE ENERGÉTICO

NACIONAL 2017 P6 POTENCIA



(*) Unidades en MWh
 Fuentes: Empresas eléctricas

**ANEXO VII. PEAJES DE
TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN
RESULTANTES DE CONSIDERAR
LA CIRCULAR 3/2014 DE LA
CNMC Y LOS PERIODOS
HORARIOS DE LA ORDEN
ITC/2794/2007**

ANEXO VII. PEAJES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN RESULTANTES DE CONSIDERAR LA CIRCULAR 3/2014 DE LA CNMC Y LOS PERIODOS HORARIOS DE LA ORDEN ITC/2794/2007

El presente anexo detalla el procedimiento de cálculo de los peajes de transporte y distribución que resultarían de aplicar la metodología de la CNMC, teniendo en cuenta los periodos horarios establecidos en la Orden ITC/2794/2007.

1. Información de partida

En la determinación de los peajes de transporte y distribución correspondientes al ejercicio 2019, se ha tenido en cuenta la siguiente información:

- *Costes de las actividades de transporte y distribución*
Los costes de transporte y distribución para el ejercicio 2019, se han estimado por la CNMC con la información disponible a la fecha de elaboración de este informe, conforme a lo establecido en el epígrafe 1.2 y 2.2 del Anexo IV de este informe.
- *Modelo de red simplificado con la información sobre la generación, demanda y pérdidas en cada nivel de tensión*, establecido en el Anexo III de la Circular 3/2014
- *Balances de potencia y energía desagregados por periodos horarios.*
En la asignación de los costes de transporte y distribución se han utilizado los balances de potencia y energía por periodos horarios agregados a partir de los balances solicitados a las empresas con más de 100.000 clientes. Los Balances de potencia y energía son los que figuran en el Anexo VI del presente informe.
- *Curvas de carga de grupos tarifarios.*
Las curvas de carga horaria por grupos tarifarios se han obtenido a partir de las curvas de carga horaria de los clientes con medida horaria facilitadas por las empresas con más de 100.000 clientes, correspondientes al ejercicio 2017. La curva de carga de cada nivel de tensión se obtiene por la agregación de curvas de niveles de tensión inferiores elevadas con los correspondientes coeficientes de pérdidas.
- *Previsión de energía vertida a la red por los generadores.*
La previsión de energía vertida a la red de distribución por los generadores se estima a partir de la información disponible en la Circular 4/2009
- *Variables de facturación desagregadas por grupo tarifario y periodo horario.*
El número de clientes por grupo tarifario y el consumo y la potencia contratada desagregados por grupo tarifario y periodo horario se

corresponde con la prevista por la CNMC para el ejercicio 2019, cuyo detalle se recoge en el Anexo I del presente informe.

- *Porcentajes de reparto de los costes de distribución por niveles de tensión tarifario, según se establece en el punto 1 del Anexo I de la Circular 3/2014.*
- *Porcentajes de reparto de los costes de transporte y distribución de cada nivel de tensión entre potencia y energía, según se establece en el punto 2 del Anexo I de la Circular 3/2014.*
- *Periodos horarios*
A efectos de dar respuesta a la solicitud de información de la DGPEM, los periodos horarios empleados en la metodología de asignación son los establecidos en la Orden ITC/2794/2007.

2. Metodología de asignación de los costes de transporte y distribución

2.1. Determinación del coste de transporte y distribución que se asigna a los peajes de transporte y distribución de los generadores

Según se establece en el apartado primero del punto octavo de la Circular 3/2014, el coste de transporte y distribución que se asigna a los peajes de transporte y distribución de los generadores resulta de aplicar el valor máximo (0,5 €/MWh) establecido en el Reglamento (UE) nº 838/2010, de la Comisión de 23 de septiembre de 2010 sobre la fijación de directrices relativas al mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte y a un planteamiento normativo común de la tarificación del transporte.

Asimismo, el coste de transporte y distribución que se asigna a las centrales de bombeo resulta de aplicar lo establecido en la disposición adicional segunda del Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica (0,15 €/GWh⁴³).

De acuerdo con la última información disponible en la CNMC, aportada por el Operador del Sistema y las empresas distribuidoras, se estima que la demanda en b.c. nacional para el ejercicio 2019 alcanzará 275.208 GWh, las exportaciones de energía alcanzarán los 13.200 GWh, las importaciones 24.908 GWh y los consumos en bombeo 4.526 GWh.

Como resultado de aplicar los peajes establecidos en la normativa vigente a los generadores se obtiene que el coste de transporte y distribución asignado a los mismos asciende a 132.429 miles de euros (Cuadro VII. 1).

⁴³ Peaje de Generación * (1 – rendimiento del bombeo) = 0,5 *(1 - 0,7) = 0,15 €/MWh

Cuadro VII. 1. Coste de transporte y distribución asignado a los generadores. Año 2019

	Energía (GWh)	Peaje de generación (€/MWh)	Coste de T&D asignado (miles €)
<i>Energía generada</i>	263.500	0,50	131.750
Demanda nacional	275.208		
Importaciones	- 24.908		
Exportaciones	13.200		
<i>Consumos en bombeo</i>	4.526	0,15	679
Total	268.026	0,49	132.429

Fuente: CNMC

2.2. Determinación del coste de transporte y distribución que se asigna a los peajes de transporte y distribución de los consumidores

El reparto de los costes de redes de transporte y distribución entre los distintos suministros se basa en dos criterios de reparto. Por una parte, el consumidor deberá pagar por las redes de transporte y distribución que utiliza. Por otra parte, los peajes de transporte y distribución deben incentivar el uso de la red en periodos horarios de menor demanda, donde la saturación de las redes es menor, y desincentivar el uso de las redes en periodos horarios de máxima demanda del sistema, donde la probabilidad de saturación de las redes es más elevada.

A continuación se explica la determinación de los costes de transporte y distribución que se asignan a los peajes de transporte y distribución de los consumidores para 2019.

I. Determinación del coste de redes a asignar en los peajes de transporte de los consumidores en 2019

El coste de transporte que se asigna a los peajes de transporte de los consumidores se corresponde con la retribución estimada por la CNMC para el ejercicio 2019, minorado por la previsión de ingresos de la aplicación de los peajes de los productores de energía eléctrica conectados a redes de transporte y el resultado de los otros ingresos o pagos resultantes del transporte intracomunitario y de las conexiones internacionales previstos para 2019, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones.

Retribución del transporte ($R_{T,n}$)

La retribución del transporte prevista para el ejercicio 2019 asciende a 1.664.850 miles de € (véase epígrafe 1.2 del Anexo IV).

Ingresos por peajes de generación a las instalaciones conectadas en la red de transporte ($IG_{T,n}$)

La previsión de ingresos para el ejercicio 2019 resultante de la aplicación del peaje que deben satisfacer los productores de energía eléctrica se estima en 132.429 miles de euros. Esta estimación incluye los peajes de los generadores conectados tanto redes de transporte como de distribución, por lo que, a efectos de la asignación, a falta de otra información más precisa se ha estimado la parte de los ingresos debida a los generadores conectados a la red de transporte, teniendo en cuenta la información disponible en la CNMC. En particular, se ha supuesto que están conectadas a la red de transporte todas las instalaciones de producción, con la excepción de las instalaciones de producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos, cuya energía se desagrega entre transporte y distribución teniendo en cuenta la información disponible en la Circular 4/2009, de 9 de julio, de la Comisión Nacional de Energía, que regula la solicitud de información y los procedimientos para implantar el sistema de liquidación de las primas equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial (véase Cuadro VII. 2).

Cuadro VII. 2. Porcentaje de la energía vertida a las redes de distribución desagregada por tecnología.

	2017	2016	2015	2014
% Régimen Especial vertida en la red de distribución	63,5%	63,9%	64,0%	63,7%
<i>Cogeneración</i>	82,88%	83,11%	82,49%	82,78%
<i>Solar Fotovoltaica</i>	98,20%	98,21%	98,18%	98,25%
<i>Solar Térmica</i>	34,24%	33,57%	33,79%	32,53%
<i>Eólica</i>	44,33%	45,25%	46,26%	46,57%
<i>Hidráulica</i>	91,33%	89,28%	89,34%	88,25%
<i>Biomasa</i>	84,97%	84,70%	85,06%	85,91%
<i>Residuos</i>	70,33%	71,24%	71,56%	72,40%
<i>Tratamiento Residuos</i>	93,72%	98,63%	100,00%	97,59%

Fuente: CNMC (Circular 4/2009)

Se estima que la producción de las instalaciones de producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos alcanzará 104.827 GWh. Aplicando

los porcentajes de energía vertida en la red de distribución correspondientes al ejercicio 2017 a la previsión de la CNMC de energía producida en régimen para 2019, se obtiene la energía vertida en la red de distribución (67.106 GWh).

Cuadro VII. 3. Estimación de la energía de renovables, cogeneración y residuos (RECORE) vertida en la red de distribución en 2019

	Previsión CNMC de la producción RECORE para 2019 (GWh)	% vertido en la red de distribución	GWh vertidos en distribución
Régimen especial	104.827	63,5%	67.106
<i>Cogeneración</i>	27.213	82,9%	22.553
<i>Solar Fotovoltaica</i>	8.183	98,2%	8.036
<i>Solar Térmica</i>	4.524	34,2%	1.549
<i>Eólica</i>	49.863	44,3%	22.102
<i>Hidráulica</i>	5.564	91,3%	5.081
<i>Biomasa</i>	3.558	85,0%	3.023
<i>Residuos</i>	3.371	70,3%	2.371
<i>Tratamiento Residuos</i>	2.551	93,7%	2.391

Fuente: CNMC

La demanda vertida en las redes prevista para el ejercicio 2019 se estima en 263.500 GWh, resultado de añadir a la demanda nacional en b.c. prevista para el ejercicio 2019 por la CNMC (275.208 GWh) el saldo neto exportador prevista para el ejercicio 2019 (-11.708 GWh), según la información aportada por el Operador del Sistema sobre la cobertura de la demanda para el ejercicio 2019.

De acuerdo con las hipótesis anteriores, el 74,5% (196.394 GWh) se verterá en la red de transporte y el 25,5% (67.106 GWh) se verterá en la red de distribución.

Cuadro VII. 4. Estimación de la energía vertida en la red transporte y en la red de distribución en 2019

	GWh	% sobre total
<i>Demanda nacional (A)</i>	275.208	
<i>Saldo neto exportador (B)</i>	- 11.708	
<i>Demanda vertida en la red (A) + (B)</i>	263.500	100,0%
Demanda vertida en la red de transporte	196.394	74,5%
Demanda vertida en la red de distribución	67.106	25,5%

Fuente: CNMC

Conforme se establece en el punto 1 del Anexo II de la Circular los ingresos por la aplicación de peajes de transporte y distribución a los productores incluyen la facturación por los consumos propios de las centrales de bombeo.

En consecuencia, los ingresos por peajes de generación de instalaciones conectados a la red de transporte previstos para 2019 ascienden a 98.876 miles de euros, resultado de aplicar el peaje de generación (0,5 €/MWh) a la previsión de producción vertida en la red de transporte (196.394 GWh) y el peaje establecido en el Real Decreto 1544/2011 (0,15 €/GWh) a los consumos en generación de las instalaciones de bombeos (4.526 GWh), según la información aportada por el Operador del Sistema sobre la cobertura de la demanda para el ejercicio 2019 (véase Cuadro VII. 5).

Cuadro VII. 5. Previsión de los ingresos por la aplicación de los peajes de transporte y distribución y por los consumos propios de las centrales de bombeo correspondientes a la red transporte y a la red de distribución en 2019

	Transporte	Distribución	TOTAL
Previsión Demanda (GWh)			
Demanda vertida en la red (GWh)	196.394	67.106	263.500
Consumos en generación de bombeos	4.526	-	4.526
Previsión Ingresos (miles €)			
Ingresos por peajes de generadores	98.197	33.553	131.750
Ingresos por consumos en generación de bombeos	679		679

Fuente: CNMC

Otros ingresos o pagos de transporte intracomunitarios (TSO_n)

Se estiman en 98.876 miles de euros los ingresos o pagos de transporte intracomunitarios previstos para 2019 (véase epígrafe 2.2.2).

Desvíos de ejercicios anteriores (D_T)

No se consideran desvíos de ingresos de ejercicios anteriores.

En resumen, se estima en 1.400.224 miles de euros el coste de transporte a imputar en los peajes de transporte de los consumidores para el ejercicio 2019 (véase Cuadro VII. 6).

Cuadro VII. 6. Estimación del coste de transporte que se debe recuperar a través del peaje de transporte de los consumidores en el ejercicio 2019

<i>Coste de transporte a asignar en peajes de transporte de los consumidores (miles €)</i>	<i>1.400.224</i>
Retribución del transporte	1.664.850
- Ingresos por peajes de generadores	- 98.876
± TSO	- 165.751
± Desvíos de ejercicios anteriores	-
Retribución definitiva de ejercicios anteriores	no aplica
Ingresos de generadores	no aplica
Ingresos por peajes de consumidores	no aplica
TSO	no aplica

Fuente: CNMC

II. Determinación del coste de redes a asignar a los peajes de distribución de los consumidores de 2019

Análogamente a los peajes de transporte, los peajes de distribución de los consumidores incluyen en su cálculo la retribución provisional de la retribución de 2019 minorada por los ingresos previstos por peajes de generadores conectados a la red de distribución, teniendo en cuenta, en su caso, desvíos de ejercicios anteriores.

Retribución de la distribución ($R_{D,n}$)

Según la última información disponible en la CNMC se estima que la retribución provisional de la actividad de distribución prevista para 2019 ascenderá a 5.486.099 miles de euros (véase epígrafe 2.2 del Anexo IV).

Ingresos por peajes de generación a las instalaciones conectadas en la red de distribución ($IG_{D,n}$)

Análogamente a los costes de la red de transporte, se hace necesario descontar de los costes de distribución los ingresos por peajes de generación de instalaciones conectados a la red de distribución previstos para 2019. Estos ingresos se estiman en 33.553 miles de euros, resultado facturar la energía vertida en las redes distribución (67.106 GWh) por el peaje de generación (0,5 €/MWh).

Desvíos de ejercicios anteriores (D_D)

Respecto de los desvíos en la retribución de la distribución de ejercicios anteriores no se consideran desvíos de ingresos de ejercicios anteriores.

En resumen, el coste de distribución de 2019 a recuperar con cargo a los peajes de distribución de los consumidores asciende a 5.452.545 miles de euros (véase Cuadro VII. 7).

Cuadro VII. 7. Estimación del coste de distribución que se debe recuperar por los peajes de distribución de los consumidores en 2019

<i>Coste de distribución a asignar en peajes a consumidores (miles €)</i>	<i>5.452.545</i>
+ Retribución Distribución	5.486.099
- Ingresos por peajes de generadores	- 33.553
± Desvíos de ejercicios anteriores	-
<i>Revisión retribución ejercicios anteriores</i>	no aplica
<i>Desvíos peajes de generadores</i>	no aplica
<i>Desvíos peajes de consumidores</i>	no aplica

Fuente: CNMC

2.3. Determinación del coste de transporte y distribución por niveles de tensión tarifarios

Conforme se establece en el apartado 3 del punto octavo de la Circular 3/2014, los costes de transporte se corresponden con los costes del nivel de tensión tarifario NT4 (tensión superior a 145 kV), mientras que los costes de distribución se desglosan entre los distintos niveles de tensión tarifarios (NT0 a NT3) aplicando los coeficientes establecidos en el punto 1 del Anexo I de la Circular 3/2014.

En el Cuadro VII. 8 se recogen los porcentajes de reparto de los costes de transporte y distribución por nivel de tensión tarifario, excluido el coste de gestión comercial de distribuidores, y el coste que resulta de aplicar dichos porcentajes al coste de distribución que debe recuperarse por los peajes de transporte y distribución de 2019.

Cuadro VII. 8. Determinación del coste de transporte y distribución de 2019 a recuperar a través de los peajes de transporte y distribución de los consumidores por nivel de tensión tarifario. Porcentajes de reparto de costes de redes por niveles de tensión tarifarios

	Coste de transporte	Coste de distribución			
	NT4	NT3	NT2	NT1	NT0
Coste de redes de 2014 a recuperar por nivel de tensión tarifario (miles €)	1.400.224	514.175	529.987	2.441.105	1.967.278
% de coste sobre total	100,00%	9,43%	9,72%	44,77%	36,08%

Fuente: CNMC y Circular 3/2014

2.4. Asignación de los costes de transporte y distribución, desglosados por niveles de tensión tarifarios, entre los términos de potencia contratada y de energía consumida de los peajes de transporte y distribución de los consumidores

Conforme se establece en el apartado 4 del punto octavo de la Circular 3/2014, aplicando los porcentajes de reparto de los costes de transporte y distribución que debe recuperarse a través del término de potencia y de energía de los peajes de transporte y distribución de los consumidores por nivel de tensión tarifario, establecidos en el punto 2 del Anexo, al coste de transporte y distribución de cada nivel de tensión tarifario se obtiene la parte del coste de transporte y distribución de cada nivel tarifario que se asigna al término de potencia y de energía (véase Cuadro VII. 9).

Cuadro VII. 9. Asignación del coste de transporte y distribución de cada nivel tarifario al término de potencia y al término de energía

	Coste de transporte	Coste de distribución				Total
	NT4	NT3	NT2	NT1	NT0	
Coste a recuperar por nivel de tensión tarifario (M€)	1.400.224	514.175	529.987	2.441.105	1.967.278	6.852.770



% de coste a recuperar a través del término de potencia	75%	75%	75%	75%	100%	82%
Coste de cada nivel de tensión tarifario a recuperar a través del término de potencia (miles €)	1.050.168	385.631	397.491	1.830.828	1.967.278	5.631.397
Coste a recuperar por nivel de tensión tarifario a través del término de energía	25%	25%	25%	25%	0%	18%
Coste de cada nivel de tensión tarifario a recuperar a través del término de energía (miles €)	350.056	128.544	132.497	610.276	-	1.221.373

Fuente: CNMC

2.5. Obtención de los términos de facturación de la potencia contratada en los peajes de transporte y distribución de los consumidores

El cálculo de los términos de facturación de la potencia contratada de los peajes de transporte y distribución de los consumidores consta de las siguientes etapas:

I. Asignación por periodo horario del coste de transporte y distribución en cada nivel de tensión tarifario a recuperar mediante los términos de potencia

El coste de transporte y distribución que debe ser recuperado con cargo a los términos de potencia de cada nivel de tensión i se asigna entre los distintos periodos horarios, teniendo en cuenta la participación de los mismos en la punta de la demanda de cada nivel de tensión i .

La curva de carga horaria de cada nivel de tensión se elabora de acuerdo con la metodología descrita en el Anexo II de la memoria que acompaña a la Circular 3/2014⁴⁴, teniendo en cuenta la información horaria remitida por las empresas

⁴⁴ Disponible

en: http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Circulares/Circular_3_2014/03_2014_Circular_memoria_.pdf

para el último año con información completa. Se indica que la participación de cada periodo en la punta se calcula con las curvas horarias del ejercicio 2017.

El número de horas de punta se fija en 1.500 horas, según se establece en el apartado 6.i del punto octavo de la Circular 3/2014.

En el cuadro siguiente se muestra la distribución por periodo de las primeras 1.500 horas de la monótona de cada nivel de tensión y el coste del periodo horario p de cada nivel tarifario i , obtenido como resultado de multiplicar el coste que se deber recuperar con cargo al término de potencia del nivel tarifario i por el porcentaje de participación de cada periodo en la punta del nivel de tensión, según se establece en el apartado 5.i del punto octavo de la Circular.

Cuadro VII. 10. Distribución por periodo horario de las primeras 1.500 horas de la monótona de cada nivel de tensión y el coste a recuperar por el término de potencia de cada nivel de tensión por periodo horario, dada la definición de periodos de la Orden ITC/2794/2007.

Periodo	Nivel de Tensión					0	1	2	3	4
	0	1	2	3	4					
1	37,1%	37,9%	37,4%	37,3%	36,8%	730.516	694.494	148.661	143.712	386.462
2	28,9%	28,7%	28,9%	28,7%	29,3%	569.199	524.837	114.742	110.805	308.049
3	10,9%	11,5%	11,6%	11,6%	11,1%	213.778	211.156	46.109	44.733	116.919
4	4,8%	9,8%	10,0%	10,4%	10,8%	94.429	179.421	39.749	40.106	113.418
5	1,8%	2,1%	2,1%	1,9%	1,9%	35.411	39.058	8.480	7.456	20.303
6	16,5%	9,9%	10,0%	10,1%	10,0%	323.945	181.862	39.749	38.820	105.017
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	1.967.278	1.830.828	397.491	385.631	1.050.168

Fuente: CNMC

II. Asignación por grupo tarifario del coste de transporte y distribución en cada nivel de tensión tarifario a recuperar mediante los términos de potencia por cada periodo horario

El coste obtenido para cada nivel de tensión y periodo horario se asigna entre los usuarios de acuerdo con un modelo de red simplificado (véase el Anexo III de la Circular 3/2014), teniendo en cuenta que el diseño de la red de un nivel de tensión se debe a los usuarios conectados en el propio nivel de tensión tarifario y a los usuarios conectados en niveles de tensiones inferiores.

El coste de redes a recuperar a través del término de potencia de un nivel de tensión i que van a pagar los consumidores situados en el nivel de tensión j (con $j \leq i$), se calcula teniendo en cuenta la potencia que circula hacia niveles inferiores en la hora de máxima demanda del periodo P . En general, para un periodo P , el coste del nivel de tensión NT_i , se repartirá entre los niveles NT_j , con $j \leq i$, de acuerdo a unos coeficientes $\alpha_{j,p}^i$:

$$C_{i,p}^{D,NTj} = C_{i,p}^D * \alpha_{j,p}^i$$

Los coeficientes de asignación del coste del nivel de tensión tarifario i de cada periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores se obtienen a partir de la agregación de los balances de potencia para la hora de máxima demanda del periodo p proporcionados por las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes. En particular, se ha solicitado a las empresas distribuidoras con más de de 100.000 clientes el balance de potencia para la hora de mayor demanda según la monótona del sistema del ejercicio 2017 de cada uno de los seis periodos definidos en la Orden ITC/2794/2007 (véase Cuadro VII. 11).

Cuadro VII. 11. Hora de máxima demanda de cada uno de los periodos horarios de la discriminación de seis periodos, según el de la Orden ITC/2794/2007. Año 2017

Periodo	Día	Hora	MW
1	18/01/2017	21	40.923
2	19/01/2017	14	39.978
3	15/06/2017	14	38.257
4	15/06/2017	17	37.892
5	26/05/2017	13	34.059
6	04/08/2017	14	38.911

Fuente: CNMC y OS

En el Cuadro VII. 12 se presentan los coeficientes $\alpha_{j,p}^i$ (calculados conforme a la formulación recogida en el Anexo II de la de Circular) que resultan de considerar los calendarios de la Orden ITC/2794/2007.

Cuadro VII. 12. Coeficientes de asignación del coste del nivel de tensión tarifario i de cada periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores según el calendario de la Orden ITC/2794/2007

Nivel de tensión tarifario	$\alpha^i_{j,p}$	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	$\alpha^0_{0,p}$	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
NT1	$\alpha^1_{1,p}$	0,292	0,339	0,404	0,410	0,436	0,383
	$\alpha^1_{0,p}$	0,708	0,661	0,596	0,590	0,564	0,617
NT2	$\alpha^2_{2,p}$	0,102	0,106	0,129	0,125	0,141	0,121
	$\alpha^2_{1,p}$	0,262	0,303	0,352	0,359	0,374	0,336
	$\alpha^2_{0,p}$	0,636	0,590	0,519	0,516	0,484	0,543
NT3	$\alpha^3_{3,p}$	0,061	0,062	0,090	0,091	0,107	0,086
	$\alpha^3_{2,p}$	0,050	0,049	0,062	0,061	0,065	0,060
	$\alpha^3_{1,p}$	0,260	0,301	0,343	0,348	0,361	0,327
	$\alpha^3_{0,p}$	0,629	0,587	0,505	0,500	0,467	0,527
NT4	$\alpha^4_{4,p}$	0,080	0,086	0,097	0,105	0,118	0,091
	$\alpha^4_{3,p}$	0,027	0,026	0,037	0,037	0,043	0,037
	$\alpha^4_{2,p}$	0,047	0,047	0,057	0,055	0,059	0,055
	$\alpha^4_{1,p}$	0,247	0,285	0,327	0,329	0,340	0,313
	$\alpha^4_{0,p}$	0,599	0,556	0,482	0,473	0,440	0,505

Fuente: CNMC

Tal y como se indica en el Anexo II de Circular, la asignación del coste de cada periodo p del nivel de tensión tarifario i al grupo tarifario se obtiene como el producto del coste del nivel tarifario i asignado al periodo p por la matriz de coeficientes. En el Cuadro VII. 13 se muestra el resultado de la asignación del coste de cada nivel de tensión a niveles de tensión inferiores.

Cuadro VII. 13. Asignación del coste del nivel de tensión tarifario i de cada periodo p de 2017 al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores según el calendario de la Orden ITC/2794/2007 . Miles de €

Nivel de tensión tarifario	Asignación	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	NT0	730.516	569.199	213.778	94.429	35.411	323.945
NT1	NT1	202.945	178.034	85.375	73.601	17.030	69.567
	NT0	491.550	346.804	125.781	105.820	22.028	112.295
NT2	NT2	15.138	12.206	5.934	4.983	1.200	4.803
	NT1	39.018	34.782	16.243	14.261	3.174	13.368
	NT0	94.505	67.754	23.931	20.504	4.106	21.578
NT3	NT3	8.783	6.893	4.035	3.646	794	3.350
	NT2	7.253	5.470	2.759	2.445	483	2.327
	NT1	37.309	33.393	15.339	13.954	2.694	12.678
	NT0	90.367	65.049	22.599	20.062	3.484	20.465
NT4	NT4	30.982	26.405	11.341	11.924	2.398	9.565
	NT3	10.274	8.132	4.333	4.210	868	3.842
	NT2	18.351	14.382	6.649	6.235	1.205	5.731
	NT1	95.513	87.901	38.247	37.350	6.903	32.851
	NT0	231.341	171.228	56.349	53.700	8.929	53.028

Fuente: CNMC

III. Determinación de los términos de potencia del peaje de transporte y distribución por periodo horario para cada grupo tarifario

El coste que se debe recuperar por el uso de las redes de transporte y distribución en cada periodo tarifario con cargo al término de potencia del peaje de transporte y distribución de los consumidores conectados a un determinado nivel de tensión, resulta de la agregación de los costes de redes en cada periodo horario de su propio nivel de tensión y de los niveles de tensión superiores, tal y como se indica en el Anexo II de la Circular.

En el Cuadro VII. 14 se muestra para el ejercicio 2019 la asignación del coste de redes que se debe recuperar a través de los términos de potencia del peaje de transporte y distribución, según el calendario definido en la Orden ITC/2794/2007.

Cuadro VII. 14. Asignación del coste de redes (miles €) por nivel de tensión tarifario y periodos horarios que se debe recuperar a través del término de potencia del peaje de transporte y distribución. Año 2019

Nivel de tensión tarifario al que se conecta el consumidor	Coste de la red que se asigna	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
NT0	NT0	730.516	569.199	213.778	94.429	35.411	323.945	1.967.278
	NT1	491.550	346.804	125.781	105.820	22.028	112.295	1.204.277
	NT2	94.505	67.754	23.931	20.504	4.106	21.578	232.379
	NT3	90.367	65.049	22.599	20.062	3.484	20.465	222.026
	NT4	231.341	171.228	56.349	53.700	8.929	53.028	574.575
	Total	1.638.279	1.220.034	442.438	294.515	73.958	531.311	4.200.536
NT1	NT1	202.945	178.034	85.375	73.601	17.030	69.567	626.551
	NT2	39.018	34.782	16.243	14.261	3.174	13.368	120.847
	NT3	37.309	33.393	15.339	13.954	2.694	12.678	115.368
	NT4	95.513	87.901	38.247	37.350	6.903	32.851	298.765
		Total	374.785	334.111	155.205	139.166	29.801	128.464
NT2	NT2	15.138	12.206	5.934	4.983	1.200	4.803	44.264
	NT3	7.253	5.470	2.759	2.445	483	2.327	20.736
	NT4	18.351	14.382	6.649	6.235	1.205	5.731	52.553
		Total	40.742	32.058	15.342	13.663	2.888	12.861
NT3	NT3	8.783	6.893	4.035	3.646	794	3.350	27.501
	NT4	10.274	8.132	4.333	4.210	868	3.842	31.660
		Total	19.057	15.025	8.368	7.856	1.662	7.193
NT4	NT4	30.982	26.405	11.341	11.924	2.398	9.565	92.615
		Total	30.982	26.405	11.341	11.924	2.398	9.565

Fuente: CNMC

El término de potencia de cada periodo ($T_{i,p}^D$) del peaje correspondiente a cada grupo tarifario se obtiene como resultado de dividir el coste a recuperar con cargo al término de potencia del periodo p de su nivel de tensión y de los niveles de tensión superior al que está conectado entre la potencia contratada en el periodo p prevista para el ejercicio siguiente del nivel de tensión i.

Se indica que para calcular el coste unitario por periodo horario de aquellos consumidores con potencia contratada no discriminada en seis periodos se hace necesaria su conversión. En particular, para los consumidores acogidos a los peajes de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW se ha supuesto la misma potencia contratada en todos los periodos. Para los consumidores de baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW se han convertido las potencias de tres a seis periodos teniendo en cuenta la coincidencia de horas entre el calendario de tres periodos y el calendario de seis periodos e imponiendo potencias crecientes para ambos colectivos.

En consecuencia, el cálculo de los términos de potencia está afectado por la previsión de las potencias contratadas por periodos horarios y por la similitud entre los calendarios de las distintas discriminaciones horarias con la discriminación horaria de seis periodos.

En el Cuadro VII. 15 se presentan los costes unitarios que resultan de la metodología de asignación de la Circular 3/2014 para el ejercicio 2019.

Cuadro VII. 15. Coste unitario de redes que se debe recuperar a través del término de potencia del peaje de transporte y distribución de un consumidor conectado al nivel de tensión tarifario i en el periodo p. Año 2019

Nivel de tensión tarifario	Coste a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes en cada periodo horario (miles €) (A)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	1.638.279	1.220.034	442.438	294.515	73.958	531.311
NT1	374.785	334.111	155.205	139.166	29.801	128.464
NT2	40.742	32.058	15.342	13.663	2.888	12.861
NT3	19.057	15.025	8.368	7.856	1.662	7.193
NT4	30.982	26.405	11.341	11.924	2.398	9.565

Nivel de tensión tarifario	Potencia contratada por periodo horario (MW) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	144.430	144.430	144.430	144.430	144.430	145.338
NT1	18.933	19.182	19.321	19.420	19.572	26.932
NT2	3.075	3.159	3.213	3.235	3.253	4.303
NT3	1.661	1.798	1.809	1.873	1.915	2.252
NT4	3.724	3.996	4.211	4.340	4.456	5.380

Nivel de tensión tarifario	Coste unitario a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes en cada periodo horario (€/kW) (B)/(A)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	11,3430	8,4472	3,0633	2,0392	0,5121	3,6557
NT1	19,7955	17,4180	8,0330	7,1660	1,5226	4,7699
NT2	13,2502	10,1467	4,7750	4,2242	0,8879	2,9886
NT3	11,4751	8,3565	4,6254	4,1945	0,8680	3,1933
NT4	8,3193	6,6083	2,6930	2,7476	0,5382	1,7778

Fuente: CNMC

Los peajes de transporte y distribución de los clientes de media y alta tensión con discriminación horaria de seis periodos (6.X) se obtienen directamente del cociente entre el coste a recuperar a través del término de potencia del peaje

correspondiente por periodo horario y la previsión de potencia contratada por periodo horario para el ejercicio 2019. No obstante, lo anterior, a efectos de eliminar discontinuidades, se han promediado los precios de los periodos tarifarios 5 y 6 de los peajes de correspondientes a los niveles de tensión tarifarios NT1 y NT4.

Los peajes de transporte y distribución de los consumidores conectados en redes de baja tensión deben ser adaptados a la estructura de peajes vigentes, se factura a cada colectivo de consumidores a los peajes obtenidos, de manera que se obtiene el coste de redes a recuperar a través del término de potencia de cada grupo tarifario. A continuación, se agregan los costes por periodo en función de la coincidencia entre la discriminación horaria de seis periodos y la discriminación horaria a la que está acogido el consumidor. Finalmente, el término de potencia del peaje correspondiente será el resultado del cociente entre el coste resultante de la agregación y la potencia prevista para el ejercicio 2019.

En el Cuadro VII. 16 se muestra el coste de redes de transporte y distribución que se debe recuperar a través del término de potencia del peaje de transporte y distribución de los consumidores de baja tensión por periodo horario.

Cuadro VII. 16. Coste de redes que se debe recuperar a través del término de potencia del peaje de transporte y distribución de los consumidores de baja tensión por periodo horario. Año 2019

Nivel de tensión tarifario	Peaje de transporte y distribución	Coste unitario a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes en cada periodo horario (€/kW año) (A)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0		11,3430	8,4472	3,0633	2,0392	0,5121	3,6557

Nivel de tensión tarifario	Peaje de transporte y distribución	Potencia contratada (MW) por periodo horario (B)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0		144.430	144.430	144.430	144.430	144.430	145.338
P _c ≤ 15 kW	2.0 TD	124.027	124.027	124.027	124.027	124.027	124.027
P _c > 15 kW	3.0 TD	20.403	20.403	20.403	20.403	20.403	21.311

Nivel de tensión tarifario	Peaje de transporte y distribución	Coste a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes en cada periodo horario (miles €) (A)*(B)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0							
P _c ≤ 15 kW	2.0 TD	1.406.845	1.047.684	379.937	252.910	63.510	453.405
P _c > 15 kW	3.0 TD	231.434	172.350	62.502	41.605	10.448	77.906

Fuente: CNMC

Asimismo, en el Cuadro VII. 17 se muestra el coste de redes de transporte y distribución que se debe recuperar a través del término de potencia del peaje de transporte y distribución de los consumidores de media tensión por periodo horario.

Cuadro VII. 17. Coste de redes que se debe recuperar a través del término de potencia del peaje de transporte y distribución de los consumidores conectados en media tensión por periodo horario. Año 2019

Nivel de tensión tarifario	Peaje de transporte y distribución	Coste unitario a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes en cada periodo horario (€/kW año) (A)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT1		11,3430	8,4472	3,0633	2,0392	2,0888	2,0888

Nivel de tensión tarifario	Peaje de transporte y distribución	Potencia contratada (MW) por periodo horario (B)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT1		18.933	19.182	19.321	19.420	19.572	26.932
P _c ≤ 450 kW	3.1 TD	6.312	6.312	6.312	6.312	6.312	7.714
P _c > 450 kW	6.1 TD	12.621	12.870	13.009	13.108	13.260	19.218

Nivel de tensión tarifario	Peaje de transporte y distribución	Coste a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes en cada periodo horario (miles €) (A)*(B)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT1							
P _c ≤ 450 kW	3.1 TD	71.595	53.317	19.335	12.871	13.184	16.114
P _c > 450 kW	6.1 TD	143.160	108.716	39.851	26.730	27.698	40.142

Fuente: CNMC

En el Cuadro VII. 18 se muestran los porcentajes de conversión de la discriminación horaria de seis periodos a la discriminación horaria de tres periodos del peaje de transporte y distribución de los consumidores conectados en baja y media tensión. Los porcentajes de conversión se corresponden con la distribución del número de horas de cada periodo de la discriminación horaria seis entre cada uno de los tres periodos de la discriminación horaria del peaje 3.0 TD y 3.1 TD.

Cuadro VII. 18. Coeficientes de conversión de seis a tres periodos del coste de redes que se debe recuperar a través del término de potencia del peaje de transporte y distribución de los consumidores de baja y media tensión por periodo horario, según el calendario de la Orden ITC/2794/2007. Año 2019

Calendario de aplicación	Peaje	Periodo	Periodo Tarifario					
			1	2	3	4	5	6
Orden ITC/2794/2007	3.0 TD	1	50%	7%	63%	2%	25%	10%
		2	50%	93%	37%	98%	75%	31%
		3	0%	0%	0%	0%	0%	58%
	3.1 TD	1	55%	25%	79%	13%	38%	3%
		2	45%	75%	21%	87%	63%	17%
		3	0%	0%	0%	0%	0%	80%

Fuente: CNMC

En el Cuadro VII. 19 se muestran los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución de los consumidores que resultan para 2019 de aplicar la metodología de la Circular 3/2014, considerando los periodos horarios de la Orden ITC/2794/2007, con la salvedad de mostrar el resultado con los peajes vigentes.

Cuadro VII. 19. Términos de potencia de los peajes de los peajes de transporte y distribución de los consumidores que resultan de la metodología de asignación de la Circular 3/2014 considerando los periodos horarios de la Orden ITC/2794/2007 y la estructura de peajes vigentes. Año 2019.

Peaje	Potencia (€/kW y año)					
	1	2	3	4	5	6
2.0 TD	29,0704					
2.02 TD	29,0704					
2.03 TD	29,0704					
3.0 TD	9,5308	18,9011	1,2121			
3.1 TD	26,5818	32,7774	2,7188			
6.1 TD	19,7955	17,4180	8,0330	7,1660	3,4032	3,4032
6.2 TD	13,2502	10,1467	4,7750	4,2242	2,0843	2,0843
6.3 TD	11,4751	8,3565	4,6254	4,1945	2,1248	2,1248
6.4 TD	8,3193	6,6083	2,7207	2,7207	1,2162	1,2162

Fuente: CNMC

2.6. Obtención de los términos de facturación de la energía consumida en los peajes de transporte y distribución de los consumidores

La metodología de asignación del coste de transporte y distribución que se recupera a través de los términos de energía consumida de los peajes de transporte y distribución de los consumidores es análoga a la aplicada para el cálculo de los términos de potencia, si bien la asignación por grupo tarifario tiene en cuenta balances de energía por periodo horario, en lugar de balances de potencia. A continuación se resumen las distintas etapas.

I. Asignación por periodo horario del coste de transporte y distribución en cada nivel de tensión tarifario a recuperar mediante los términos de energía

En el Cuadro VII. 20 se muestra la asignación del coste de transporte y distribución que se recupera mediante el término de energía de cada nivel de tensión tarifario por periodo horario según se establece en el apartado 6 del punto octavo de la Circular 3/2014, resultado del producto del coste de transporte y distribución de cada nivel de tensión que se debe recuperar por el término de energía y el porcentaje de participación de cada periodo horario en las 1.500 primeras horas de la monótona de cada nivel de tensión.

Cuadro VII. 20. Distribución por periodo horario de las primeras 1.500 horas de la monótona de cada nivel de tensión y el coste a recuperar por el término de energía de cada nivel de energía por periodo horario. Año 2019

Periodo	Nivel de Tensión					0	1	2	3	4
	0	1	2	3	4					
1	37,1%	37,9%	37,4%	37,3%	36,8%	-	231.498	49.554	47.904	128.821
2	28,9%	28,7%	28,9%	28,7%	29,3%	-	174.946	38.247	36.935	102.683
3	10,9%	11,5%	11,6%	11,6%	11,1%	-	70.385	15.370	14.911	38.973
4	4,8%	9,8%	10,0%	10,4%	10,8%	-	59.807	13.250	13.369	37.806
5	1,8%	2,1%	2,1%	1,9%	1,9%	-	13.019	2.827	2.485	6.768
6	16,5%	9,9%	10,0%	10,1%	10,0%	-	60.621	13.250	12.940	35.006
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	-	610.276	132.497	128.544	350.056

Fuente: CNMC

II. Asignación por grupo tarifario del coste de transporte y distribución en cada nivel de tensión tarifario a recuperar mediante los términos de energía por cada periodo horario

Según se establece en el apartado 6.1 del punto octavo de la Circular 3/2014, la asignación del coste de transporte y distribución de cada nivel de tensión y periodo horario a los grupos tarifarios, según el modelo de red simplificado del Anexo II de la Circular, se realiza con información del balance de energía por periodo horario proporcionado por las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes según la discriminación horaria de seis periodos.

En el Cuadro VII. 21 se presentan los coeficientes de asignación que resultan de considerar los balances de energía por periodo horario.

Cuadro VII. 21. Coeficientes de asignación del coste a recuperar por el componente de energía del nivel de tensión tarifario i de cada periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores. Año 2019

Nivel de tensión tarifario	$\alpha^i_{j,p}$	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	$\alpha^0_{0,p}$	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
NT1	$\alpha^1_{1,p}$	0,377	0,367	0,401	0,410	0,425	0,400
	$\alpha^1_{0,p}$	0,623	0,633	0,599	0,590	0,575	0,600
NT2	$\alpha^2_{2,p}$	0,123	0,128	0,138	0,144	0,151	0,167
	$\alpha^2_{1,p}$	0,330	0,320	0,346	0,351	0,360	0,333
	$\alpha^2_{0,p}$	0,546	0,552	0,517	0,505	0,489	0,500
NT3	$\alpha^3_{3,p}$	0,077	0,085	0,097	0,103	0,109	0,129
	$\alpha^3_{2,p}$	0,059	0,061	0,064	0,066	0,069	0,077
	$\alpha^3_{1,p}$	0,326	0,313	0,336	0,341	0,349	0,317
	$\alpha^3_{0,p}$	0,539	0,542	0,503	0,490	0,473	0,477
NT4	$\alpha^4_{4,p}$	0,097	0,109	0,117	0,126	0,138	0,167
	$\alpha^4_{3,p}$	0,032	0,035	0,040	0,042	0,044	0,052
	$\alpha^4_{2,p}$	0,054	0,056	0,059	0,061	0,063	0,068
	$\alpha^4_{1,p}$	0,308	0,293	0,314	0,316	0,321	0,285
	$\alpha^4_{0,p}$	0,509	0,507	0,470	0,455	0,435	0,428

Fuente: CNMC

Tal y como se indica en el Anexo II de Circular, la asignación del coste de cada periodo p del nivel de tensión tarifario i al grupo tarifario se obtiene como el producto del coste del nivel tarifario i asignado al periodo p por la matriz de coeficientes. En el Cuadro VII. 22 se muestra el resultado de la asignación del coste de cada nivel de tensión a niveles de tensión inferiores.

Cuadro VII. 22. Asignación del coste del nivel de tensión tarifario i de cada periodo p de 2019 al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores considerando los calendarios de la Orden ITC/2794/2007. Miles de €

Asignación	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	-	-	-	-	-	-
NT1	87.229	64.133	28.206	24.525	5.527	24.225
NT0	144.269	110.813	42.179	35.282	7.492	36.395
NT2	6.103	4.908	2.118	1.902	427	2.211
NT1	16.372	12.222	5.311	4.653	1.019	4.411
NT0	27.078	21.118	7.941	6.694	1.381	6.627
NT3	3.691	3.121	1.443	1.374	271	1.669
NT2	2.804	2.238	948	882	171	995
NT1	15.603	11.575	5.018	4.557	867	4.107
NT0	25.806	20.001	7.503	6.556	1.176	6.170
NT4	12.556	11.168	4.567	4.761	932	5.838
NT3	4.147	3.630	1.559	1.589	298	1.815
NT2	6.987	5.757	2.307	2.305	423	2.381
NT1	39.613	30.107	12.239	11.954	2.171	9.979
NT0	65.517	52.021	18.302	17.197	2.943	14.992

Fuente: CNMC

III. Determinación de los términos de energía del peaje de transporte y distribución por periodo horario para cada grupo tarifario

El coste que se debe recuperar por el uso de las redes de transporte y distribución en cada periodo tarifario con cargo al término de energía del peaje de transporte y distribución de los consumidores conectados a un determinado nivel de tensión, resulta de la agregación de los costes de redes en cada periodo horario de su propio nivel de tensión y de los niveles de tensión superiores, tal y como se indica en el Anexo II de la Circular (véase Cuadro VII. 23).

Cuadro VII. 23. Asignación del coste de redes (miles €) por nivel de tensión tarifario y periodos horarios que se debe recuperar a través del término de energía del peaje de transporte y distribución. Año 2019

Nivel de tensión tarifario al que se conecta el consumidor	Coste de la red que se asigna	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
NT0	NT0	-	-	-	-	-	-	-
	NT1	144.269	110.813	42.179	35.282	7.492	36.395	376.431
	NT2	27.078	21.118	7.941	6.694	1.381	6.627	70.840
	NT3	25.806	20.001	7.503	6.556	1.176	6.170	67.211
	NT4	65.517	52.021	18.302	17.197	2.943	14.992	170.972
	Total	262.670	203.953	75.926	65.728	12.992	64.184	685.454
NT1	NT1	87.229	64.133	28.206	24.525	5.527	24.225	233.845
	NT2	16.372	12.222	5.311	4.653	1.019	4.411	43.988
	NT3	15.603	11.575	5.018	4.557	867	4.107	41.727
	NT4	39.613	30.107	12.239	11.954	2.171	9.979	106.063
	Total	158.817	118.037	50.773	45.690	9.584	42.722	425.623
NT2	NT2	6.103	4.908	2.118	1.902	427	2.211	17.669
	NT3	2.804	2.238	948	882	171	995	8.037
	NT4	6.987	5.757	2.307	2.305	423	2.381	20.161
	Total	15.895	12.903	5.372	5.089	1.021	5.587	45.867
NT3	NT3	3.691	3.121	1.443	1.374	271	1.669	11.569
	NT4	4.147	3.630	1.559	1.589	298	1.815	13.039
	Total	7.839	6.751	3.001	2.963	570	3.484	24.608
NT4	NT4	12.556	11.168	4.567	4.761	932	5.838	39.821
	Total	12.556	11.168	4.567	4.761	932	5.838	39.821

Fuente: CNMC

El término energía de cada periodo horario del peaje de transporte y distribución correspondiente a un consumidor conectado en el nivel de tensión tarifario se obtiene de forma análoga al término de potencia (véase Cuadro VII. 24).

Cuadro VII. 24. Coste unitario de redes que se debe recuperar a través del término de energía del peaje de transporte y distribución de un consumidor conectado al nivel de tensión tarifario i en el periodo p. Año 2019

Nivel de tensión tarifario	Coste a recuperar con cargo al término de energía de los peajes en cada periodo horario (miles €) (A)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	262.670	203.953	75.926	65.728	12.992	64.184
NT1	158.817	118.037	50.773	45.690	9.584	42.722
NT2	15.895	12.903	5.372	5.089	1.021	5.587
NT3	7.839	6.751	3.001	2.963	570	3.484
NT4	12.556	11.168	4.567	4.761	932	5.838

Nivel de tensión tarifario	Energía consumida por periodo horario (MWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	11.146	14.010	7.166	11.152	13.741	58.922
NT1	6.682	8.103	4.804	7.513	9.846	40.191
NT2	1.345	1.778	998	1.667	2.170	10.357
NT3	700	1.013	581	992	1.316	6.757
NT4	1.530	2.275	1.258	2.183	2.967	15.563

Nivel de tensión tarifario	Coste unitario a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes en cada periodo horario (€/kWh) (B)/(A)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	23,5654	14,5576	10,5959	5,8940	0,9455	1,0893
NT1	23,7671	14,5675	10,5682	6,0814	0,9734	1,0630
NT2	11,8152	7,2577	5,3826	3,0537	0,4705	0,5395
NT3	11,1930	6,6628	5,1681	2,9852	0,4327	0,5156
NT4	8,2047	4,9083	3,6294	2,1810	0,3142	0,3751

Fuente: CNMC

Análogamente al término de potencia, para adaptar los peajes de los consumidores conectados en baja y media tensión a la estructura de peajes vigentes, se factura a cada colectivo de consumidores a los peajes obtenidos, de manera que se obtiene el coste de redes a recuperar a través del término de energía de cada grupo tarifario (véanse Cuadro VII. 25 y).

Cuadro VII. 25. Coste de redes que se debe recuperar a través del término de energía del peaje de transporte y distribución de los consumidores de baja tensión por periodo horario. Año 2019

Nivel de tensión tarifario	Peaje de transporte y distribución	Coste unitario a recuperar con cargo al término de energía de los peajes en cada periodo horario (miles €) (A)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0		23,5654	14,5576	10,5959	5,8940	0,9455	1,0893

Nivel de tensión tarifario	Peaje de transporte y distribución	Energía consumida (MWh) por periodo horario (B)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0		11.146	14.010	7.166	11.152	13.741	58.922
Pc ≤ 15 kW	2.0 TD sin DH	5.619	7.105	3.559	5.452	6.760	27.044
	2.0 TD con DHA	1.645	2.439	1.130	1.813	2.033	14.529
	2.0 TD con DHS	3	5	2	4	5	38
Pc > 15 kW	3.0 TD	3.879	4.461	2.474	3.882	4.944	17.311

Nivel de tensión tarifario	Peaje de transporte y distribución	Coste a recuperar con cargo al término de energía de los peajes en cada periodo horario (miles €) (A)*(B)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0		262.670	203.953	75.926	65.728	12.992	64.184
Pc ≤ 15 kW	2.0 TD sin DH	132.419	103.431	37.709	32.135	6.391	29.459
	2.0 TD con DHA	38.765	35.504	11.972	10.688	1.922	15.827
	2.0 TD con DHS	78	72	26	23	4	41
Pc > 15 kW	3.0 TD	91.408	64.946	26.219	22.883	4.674	18.857

Fuente: CNMC

Cuadro VII. 26. Coste de redes que se debe recuperar a través del término de energía del peaje de transporte y distribución de los consumidores conectados en media tensión por periodo horario. Año 2019

Nivel de tensión tarifario	Peaje de transporte y distribución	Coste unitario a recuperar con cargo al término de energía de los peajes en cada periodo horario (miles €) (A)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT1		23,7671	14,5675	10,5682	6,0814	1,0454	1,0454

Nivel de tensión tarifario	Peaje de transporte y distribución	Energía consumida (MWh) por periodo horario (B)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT1		9.498	11.566	6.033	9.335	11.704	44.355
Pc ≤ 450 kW	6.1 TD	5.619	7.105	3.559	5.452	6.760	27.044
Pc > 450 kW	6.1 TD	3.879	4.461	2.474	3.882	4.944	17.311

Nivel de tensión tarifario	Peaje de transporte y distribución	Coste a recuperar con cargo al término de energía de los peajes en cada periodo horario (miles €) (A)*(B)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT1		225.742	168.492	63.761	56.767	12.235	46.367
Pc ≤ 450 kW	6.1 TD	133.552	103.502	37.610	33.157	7.067	28.271
Pc > 450 kW	6.1 TD	92.190	64.990	26.151	23.610	5.168	18.096

Fuente: CNMC

A continuación, el coste a recuperar por cada periodo horario se agrega teniendo en cuenta la correspondencia entre la distribución del consumo de la discriminación horaria de seis periodos y la distribución del consumo de los peajes de transporte y distribución con discriminación horaria de dos y tres periodos (véase Cuadro VII. 27).

Cuadro VII. 27. Coeficientes de conversión de la discriminación horaria de seis a la discriminación horaria de dos y tres periodos del coste de redes que se debe recuperar a través del término de energía del peaje de transporte y distribución de los consumidores de baja. Año 2019

Calendario de aplicación	Peaje	Periodo	Periodo Tarifario					
			1	2	3	4	5	6
Orden ITC/2794/2007	2.02 TD	1	77,1%	51,6%	84,0%	52,6%	67,6%	23,7%
		2	22,9%	48,4%	16,0%	47,4%	32,4%	76,3%
	2.03 TD	1	73,0%	60,4%	85,3%	54,0%	62,4%	17,2%
		2	27,0%	39,6%	14,7%	46,0%	37,6%	25,1%
		3	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	57,6%
	3.0 TD	1	48,1%	5,7%	62,9%	3,0%	28,4%	13,3%
		2	51,9%	94,3%	37,1%	97,0%	71,6%	35,7%
		3	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	51,0%
	3.1 TD	1	50,3%	19,8%	77,8%	12,0%	39,9%	4,0%
		2	49,7%	80,2%	22,2%	88,0%	60,1%	17,9%
		3	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	78,1%

Fuente: CNMC

En el Cuadro VII. 28 se muestran los términos de energía de los peajes de transporte y distribución de los consumidores que resultan para 2019 de aplicar la metodología de la Circular 3/2014 considerando los periodos horarios establecidos en la Orden ITC/2794/2007 y la estructura de peajes vigentes.

Cuadro VII. 28. Términos de energía de los peajes de transporte y distribución de los consumidores que resultan de la metodología de asignación de la Circular 3/2014 considerando los calendarios de la Orden ITC/2794/2007 y la estructura de peajes vigentes. Año 2019

Peaje	Energía (€/kWh)					
	1	2	3	4	5	6
2.0 TD	0,006151					
2.02 TD	0,007611	0,003134				
2.03 TD	0,007482	0,004490	0,001118			
3.0 TD	0,009196	0,007319	0,001059			
3.1 TD	0,010097	0,007663	0,001067			
6.1 TD	0,023325	0,013874	0,010507	0,005785	0,001065	0,001065
6.2 TD	0,011815	0,007258	0,005383	0,003054	0,000528	0,000528
6.3 TD	0,011193	0,006663	0,005168	0,002985	0,000502	0,000502
6.4 TD	0,008205	0,004908	0,003629	0,002181	0,000365	0,000365

Fuente: CNMC

3. Términos de potencia y energía resultantes de aplicar la metodología de la Circular 3/2014 considerando los calendarios de la Orden ITC/2794/2007 y los peajes vigentes

A continuación, se presentan los términos de potencia y los términos de energía, diferenciados por concepto de coste (transporte y distribución), que resultan de la aplicación de la metodología de la Circular 3/2014.

Cuadro VII. 29. Términos de potencia y de energía de los peajes de transporte, distribución por grupo tarifario, según calendarios vigentes. Año 2019

Peaje de transporte	Potencia (€/kW y año)						Energía (€/kWh)					
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0 TD	3,97687						0,001535					
2.02 TD	3,97687						0,001898					
2.03 TD	3,97687						0,001869					
3.0 TD	1,28782	2,64121	0,12407				0,002270	0,001843	0,000246			
3.1 TD	6,76249	8,52128	0,68293				0,002504	0,001933	0,000248			
6.1 TD	5,04485	4,58251	1,97959	1,92323	0,85485	0,85485	0,005818	0,003539	0,002533	0,001514	0,000247	0,000247
6.2 TD	5,96816	4,55223	2,06927	1,92763	0,91799	0,91799	0,005194	0,003238	0,002311	0,001383	0,000224	0,000224
6.3 TD	6,18662	4,52288	2,39501	2,24797	1,13023	1,13023	0,005922	0,003582	0,002684	0,001601	0,000262	0,000262
6.4 TD	8,31933	6,60828	2,72069	2,72069	1,21621	1,21621	0,008205	0,004908	0,003629	0,002181	0,000365	0,000365

Peaje de distribución	Potencia (€/kW y año)						Energía (€/kWh)					
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0 TD	25,09350						0,00462					
2.02 TD	25,09350						0,00571					
2.03 TD	25,09350						0,00561					
3.0 TD	8,24296	16,25989	1,08803				0,00693	0,00548	0,00081			
3.1 TD	19,81935	24,25607	2,03588				0,00759	0,00573	0,00082			
6.1 TD	14,75070	12,83553	6,05345	5,24276	2,54840	2,54840	0,01751	0,01033	0,00797	0,00427	0,00082	0,00082
6.2 TD	7,28199	5,59445	2,70571	2,29652	1,16631	1,16631	0,00662	0,00402	0,00307	0,00167	0,00030	0,00030
6.3 TD	5,28849	3,83362	2,23036	1,94649	0,99461	0,99461	0,00527	0,00308	0,00248	0,00138	0,00024	0,00024
6.4 TD	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000

Peaje de T&D	Potencia (€/kW y año)						Energía (€/kWh)					
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
2.0 TD	29,07037						0,00615					
2.02 TD	29,07037						0,00761	0,00000				
2.03 TD	29,07037						0,00748	0,00000	0,00000			
3.0 TD	9,53078	18,90110	1,21210				0,00920	0,00732	0,00106			
3.1 TD	26,58184	32,77735	2,71881				0,01010	0,00766	0,00107			
6.1 TD	19,79555	17,41804	8,03305	7,16598	3,40325	3,40325	0,02333	0,01387	0,01051	0,00579	0,00107	0,00107
6.2 TD	13,25015	10,14668	4,77498	4,22415	2,08430	2,08430	0,01182	0,00726	0,00538	0,00305	0,00053	0,00053
6.3 TD	11,47511	8,35650	4,62537	4,19447	2,12484	2,12484	0,01119	0,00666	0,00517	0,00299	0,00050	0,00050
6.4 TD	8,31933	6,60828	2,72069	2,72069	1,21621	1,21621	0,00820	0,00491	0,00363	0,00218	0,00037	0,00037

Fuente: CNMC

4. Cargos implícitos resultantes de aplicar la metodología de la Circular 3/2014 considerando los calendarios de la Orden ITC/2794/2007 y los peajes vigentes

A continuación, se presentan los términos de potencia y los términos de energía de los cargos implícitos en los peajes de acceso vigentes que resultan de considerar los peajes de transporte y distribución determinados conforme a la Circular 3/2014, considerando los calendarios establecidos en la Orden ITC/2794/2007. Cabe señalar que la metodología de la Circular 3/2014 determina los peajes de los consumidores conectados en redes de tensión comprendida entre 1 kV y 36 kV conjuntamente.

Cuadro VII. 30. Cargos implícitos Año 2019

1.- Término de Potencia (€/KW y año)

Código (2)	Tarifa (3)	Peajes metodología CNMC (Transporte, Distribución y Gestión Comercial)						Peajes de Acceso vigentes						Cargos implícitos					
		P1	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P2	P3	P4	P5	P6
TARIFAS DE BT																			
416	2.0A	29,0704						38,0434											8,9731
417	2.0 DHA	29,0704						38,0434											8,9731
426	2.0 DHS	29,0704						38,0434											8,9731
418	2.1A	29,0704						44,4447											15,3743
419	2.1 DHA	29,0704						44,4447											15,3743
427	2.1 DHS	29,0704						44,4447											15,3743
403	3.0A	9,5308	18,9011	1,2121				40,7269	24,4373	16,2916									31,1981 5,5362 15,0795
TARIFAS DE AT																			
404	3.1 A	26,5818	32,7774	2,7188				58,1735	36,4907	8,3677									32,5916 3,7133 5,6489
441	6.1 A	19,7955	17,4180	8,0330	7,1660	3,4032	3,4032	39,1394	19,5967	14,3342	14,3342	14,3342	6,5402						19,3439 2,1686 6,3011 7,1682 10,9309 3,1369
406	6.2	13,2502	10,1467	4,7750	4,2242	2,0843	2,0843	22,1583	11,0888	8,1151	8,1151	8,1151	3,7026						8,9082 0,9421 3,3402 3,8910 6,0308 1,6184
407	6.3	11,4751	8,3565	4,6254	4,1945	2,1248	2,1248	18,9162	9,4663	6,9278	6,9278	6,9278	3,1609						7,4411 1,1098 2,3024 2,7333 4,8029 1,0361
408	6.4	8,3193	6,6083	2,7207	2,7207	1,2162	1,2162	13,7063	6,8591	5,0197	5,0197	5,0197	2,2903						5,3870 0,2508 2,2990 2,2990 3,8035 1,0741

2.- Término de Energía (€/KWh)

Código (2)	Tarifa (3)	Peajes metodología CNMC (Transporte, Distribución y Gestión Comercial)						Peajes de Acceso vigentes						Cargos implícitos						
		P1	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P2	P3	P4	P5	P6	
TARIFAS DE BT																				
416	2.0A	0,006151						0,044027												0,0379
417	2.0 DHA	0,007611	0,003134					0,062012	0,002215											0,0544
426	2.0 DHS	0,007482	0,004490	0,001118				0,062012	0,002879	0,000886										0,0545
418	2.1A	0,006151						0,057360												0,0512
419	2.1 DHA	0,007611	0,003134					0,074568	0,013192											0,0670
427	2.1 DHS	0,007482	0,004490	0,001118				0,074568	0,017909	0,006596										0,0671
403	3.0A	0,009196	0,007319	0,001059				0,018762	0,012575	0,004670										0,0096 0,0053 0,0036
TARIFAS DE AT																				
404	3.1 A	0,010097	0,007663	0,001067				0,014335	0,012754	0,007805										0,0042 0,0051 0,0067
441	6.1 A	0,023325	0,013874	0,010507	0,005785	0,001065	0,001065	0,028674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137							0,0033 0,0060 0,0001 -0,0005 0,0023 0,0011
406	6.2	0,011815	0,007258	0,005383	0,003054	0,000528	0,000528	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247							0,0038 0,0044 0,0008 0,0000 0,0015 0,0007
407	6.3	0,011193	0,006663	0,005168	0,002985	0,000502	0,000502	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206							0,0039 0,0046 0,0008 0,0000 0,0014 0,0007
408	6.4	0,008205	0,004908	0,003629	0,002181	0,000365	0,000365	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018							0,0003 0,0021 0,0004 0,0001 0,0011 0,0007

Fuente:CNMC