

**INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE
ORDEN POR LA QUE SE APRUEBA LA
PREVISIÓN DE LA EVOLUCIÓN DE LAS
DIFERENTES PARTIDAS DE INGRESOS Y
COSTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA
EL PERIODO 2017-2022**

IPN/CNMC/030/16

20 de diciembre de 2015

Índice

1. Antecedentes	3
2. Contenido de la propuesta de Orden	4
3. Consideraciones sobre las previsiones de la propuesta de Orden	4
3.1. Sobre las previsiones de demanda	4
3.2. Sobre la previsión de ingresos regulados	14
3.3. Sobre las previsiones de los costes	21
3.4. Sobre la sostenibilidad del sistema	29
ANEXO I. Previsión del número de clientes, potencia contratada por periodo horario y consumo por periodo horario desagregada por peaje de acceso. Años 2017-2022	33
ANEXO II. Previsión de ingresos procedentes de la Ley 15/2012. Años 2017-2022	40
ANEXO III. Previsión de las anualidades para la financiación del déficit. Años 2017-2022	52

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE APRUEBA LA PREVISIÓN DE LA EVOLUCIÓN DE LAS DIFERENTES PARTIDAS DE INGRESOS Y COSTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA EL PERIODO 2017-2022

Expediente núm.: IPN/CNMC/030/16

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a. María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D^a. Clotilde de la Higuera González

D. Diego Rodríguez Rodríguez

D^a Idoia Zenarrutzabeitia Beldarraín

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo.

En Barcelona, a 20 de diciembre de 2016

En el ejercicio de las competencias que le atribuye el artículo 5.2.a, 5.3 y 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**, acuerda emitir el siguiente informe relativo a la “*Orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para el periodo 2017-2022*”:

1. Antecedentes

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, tal y como se recoge en su Exposición de motivos, tiene como finalidad básica, además de establecer la regulación del sector eléctrico con los niveles necesarios de calidad y al mínimo coste posible, asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema.

A estos efectos, la Ley consagra el Título III a la sostenibilidad económico y financiera del sistema. En particular, en el citado título se definen los ingresos y costes del sistema, se establecen restricciones tasadas a los desajustes que puedan producir y se define un mecanismo para la revisión automática de los peajes y cargos en caso de que se superen determinados límites. Adicionalmente, se introduce la obligación, con carácter anual, de aprobar mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo (actualmente Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital) previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, una previsión de la

evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para los seis siguientes años.

El pasado 27 de octubre de 2016 la Sala de Supervisión Regulatoria notificó a la Dirección General de Política Energética y Minas el “Acuerdo por el que se remite a la dirección general de Política Energética y Minas datos para la elaboración del Escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2017” (en adelante *Informe de previsiones*).

Finalmente, el 2 de diciembre de 2016 se ha recibido en la Comisión la propuesta de “Orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017” (en adelante “Propuesta de Orden de peajes 2017”) y la propuesta de “Orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingreso y costes del sistema eléctrico para el periodo 2017-2022” (en adelante propuesta de Orden) a efectos de que sean emitidos los informes preceptivos por procedimiento de urgencia.

Según se recoge en la exposición de motivos de la propuesta de Orden, se ha tomado como punto de partida la previsión de demanda, ingresos y costes previstos para el ejercicio 2017 incluidas en la propuesta de Orden de peajes.

2. Contenido de la propuesta de Orden

La orden consta de una exposición de motivos y un apartado único, además de un anexo que contiene, en formato tabla, las cuantías que corresponden a cada uno de los ingresos y costes del sistema eléctrico de acuerdo con las estimaciones realizadas para el periodo 2017-2022.

3. Consideraciones sobre las previsiones de la propuesta de Orden

3.1. Sobre las previsiones de demanda

La Memoria que acompaña la propuesta de Orden no informa sobre la demanda en barras de central del periodo 2017-2022 si bien informa de cuál va a ser dicha evolución (Anexo I de la Memoria de la propuesta de Orden). Dado que en la “Propuesta de Orden de Peajes de 2017” se ha informado sobre la demanda en barras de central prevista para el año 2017 se ha procedido a presentar dicha información (véase Cuadro 1). Según las previsiones de la propuesta de Orden la demanda en b.c. aumentará de forma sostenida un 0,8% anual entre 2018 y 2022.

Cuadro 1. Previsión del MINETAD de la demanda en b.c. (GWh) para el periodo 2017-2022

Demanda (GWh)	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Demanda en b.c.	265.214	267.336	269.474	271.630	273.803	275.994
Δ sobre año anterior		0,7%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%

Fuente: Propuesta de Orden de Peajes de 2017 y propuesta OM

Adicionalmente se ha solicitado al Operador del Sistema la previsión de la demanda de barras de central para el periodo 2017-2022. A continuación se presentan los diferentes escenarios (Véase Cuadro 2).

Cuadro 2. Previsión del Operador del Sistema de la demanda en b.c. (GWh) para el periodo 2017-2022

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Escenario Inferior	266.224	253.000	256.000	259.000	260.000	261.000
<i>Sistema peninsular</i>	<i>251.291</i>	<i>253.000</i>	<i>256.000</i>	<i>259.000</i>	<i>260.000</i>	<i>261.000</i>
<i>Sistemas no peninsulares</i>	<i>14.933</i>	-	-	-	-	-
Baleares	5.797					
Canarias	8.711					
Ceuta	206					
Melilla	218					
Escenario Central	267.251	270.599	276.020	280.436	283.843	288.181
<i>Sistema peninsular</i>	<i>252.041</i>	<i>255.000</i>	<i>260.000</i>	<i>264.000</i>	<i>267.000</i>	<i>271.000</i>
<i>Sistemas no peninsulares</i>	<i>15.210</i>	<i>15.599</i>	<i>16.020</i>	<i>16.436</i>	<i>16.843</i>	<i>17.181</i>
Baleares	5.918	6.125	6.352	6.574	6.783	6.945
Canarias	8.859	9.024	9.200	9.375	9.555	9.714
Ceuta	212	220	229	238	247	255
Melilla	221	230	239	249	258	267
Escenario Superior	268.568	272.965	277.382	282.815	287.220	291.585
<i>Sistema peninsular</i>	<i>253.042</i>	<i>257.000</i>	<i>261.000</i>	<i>266.000</i>	<i>270.000</i>	<i>274.000</i>
<i>Sistemas no peninsulares</i>	<i>15.526</i>	<i>15.965</i>	<i>16.382</i>	<i>16.815</i>	<i>17.220</i>	<i>17.585</i>
Baleares	6.073	6.210	6.351	6.494	6.619	6.718
Canarias	9.007	9.287	9.538	9.803	10.059	10.299
Ceuta	220	231	243	255	267	280
Melilla	226	237	250	263	275	288

Fuente: Previsiones del Operador del Sistema para 2018-2022

La CNMC, teniendo en cuenta tanto la senda de recuperación de la economía como la evolución reciente de la demanda nacional en b.c. y la evolución de la demanda nacional en consumo, estima que la demanda en barras de central aumentará, en términos medios, un 0,7% en el periodo comprendido entre 2017 y 2022, en línea con la senda prevista en la propuesta de Orden y consistente con el escenario inferior de previsión del Operador del Sistema. (Véase Cuadro 3).

Cuadro 3. Previsión de la CNMC de la demanda en b.c. y en consumo (GWh) para el periodo 2017-2022

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Δ promedio 2022 sobre 2017
Previsión CNMC							
Real							
Demanda b.c.	265.255	267.215	269.192	271.452	273.733	276.581	0,7%
% sobre año anterior	0,7%	0,7%	0,7%	0,8%	0,8%	1,0%	
Demanda en consumo	238.231	239.784	241.677	243.971	246.480	249.017	0,8%
% sobre año anterior	0,7%	0,7%	0,8%	0,9%	1,0%	1,0%	
Pérdidas	11,3%	11,4%	11,4%	11,3%	11,1%	11,1%	

Fuente: CNMC

Respecto de la evolución de la demanda en consumidor final y de la potencia contratada, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se estima un incremento sostenido del 1% para ambas variables. Cabe señalar, por una parte, que la distinta evolución prevista para la demanda en b.c. y en consumo implica un reducción de la pérdidas en el periodo de previsión (se pasa del 11,3% en 2017 al 10,2% en 2022) y, por otra parte, que la evolución de la potencia contratada recogida en el epígrafe 1.3 de la citada Memoria es inconsistente con la evolución de potencia contratada recogida en el epígrafe 3.1 y en el Anexo I (en la que se prevén variaciones del 0,7% para los años 2019 y 2020 y nulos para el resto de los años). A efectos del análisis, en el informe se han considerado las variables mostradas en el cuadro inferior.

Cuadro 4. Hipótesis de la propuesta de Orden sobre la variación de la demanda en consumo y la potencia contratada para el periodo 2018-2022

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Baja tensión						
Potencia < 15 kW						
Consumo	n.d.	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Potencia	n.d.	0,0%	0,7%	0,7%	0,0%	0,0%
Potencia > 15 kW						
Consumo	n.d.	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Potencia	n.d.	0,0%	0,7%	0,7%	0,0%	0,0%
Media tensión						
Consumo	n.d.	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Potencia	n.d.	0,0%	0,7%	0,7%	0,0%	0,0%
Alta tensión						
Consumo	n.d.	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Potencia	n.d.	0,0%	0,7%	0,7%	0,0%	0,0%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

En el Cuadro 5 se muestra el resultado de aplicar las tasas anteriores a la demanda prevista para el ejercicio anterior, tomando como punto de partida la estructura de la demanda y la potencia por grupo tarifario para el ejercicio 2017 del Anexo II de la propuesta de Orden.

Cuadro 5. Previsión sobre la evolución del consumo y de la potencia facturada para el periodo 2017-2022 de la propuesta de Orden

Grupo tarifario	2017		2018		2019		2020		2021		2022	
	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)
Baja tensión	144.217	110.999	144.217	112.109	145.226	113.230	146.243	114.362	146.243	115.506	146.243	116.661
Potencia (P) ≤ 10 kW	112.608	67.033	112.608	67.703	113.396	68.380	114.190	69.064	114.190	69.754	114.190	70.452
10 kW < P ≤ 15 kW	10.133	8.609	10.133	8.695	10.204	8.782	10.275	8.870	10.275	8.958	10.275	9.048
Potencia > 15 kW	21.476	35.357	21.476	35.711	21.626	36.068	21.778	36.429	21.778	36.793	21.778	37.161
Media tensión	19.783	74.559	19.783	75.304	19.922	76.057	20.061	76.818	20.061	77.586	20.061	78.362
3.1 A	6.208	15.582	6.208	15.738	6.251	15.895	6.295	16.054	6.295	16.215	6.295	16.377
6.1 A	12.343	53.712	12.343	54.249	12.430	54.791	12.517	55.339	12.517	55.893	12.517	56.452
6.1 B	1.233	5.265	1.233	5.317	1.241	5.371	1.250	5.424	1.250	5.478	1.250	5.533
Alta tensión	9.273	52.730	9.273	53.258	9.337	53.790	9.401	54.328	9.401	54.871	9.401	55.420
6.2	3.171	18.003	3.171	18.183	3.194	18.365	3.216	18.548	3.216	18.734	3.216	18.921
6.3	1.874	10.639	1.874	10.745	1.887	10.853	1.900	10.961	1.900	11.071	1.900	11.182
6.4	4.228	24.089	4.228	24.330	4.257	24.573	4.285	24.819	4.285	25.067	4.285	25.317
Total	173.273	238.288	173.273	240.671	174.485	243.077	175.705	245.508	175.705	247.963	175.705	250.443

Fuente: Elaboración de la CNMC a partir de la información de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Nota: La potencia facturada se ha calculado como el cociente entre la facturación por el término de potencia y el sumatorio de los precios de los términos de potencia por periodo horario de la propuesta de Orden de peajes eléctricos.

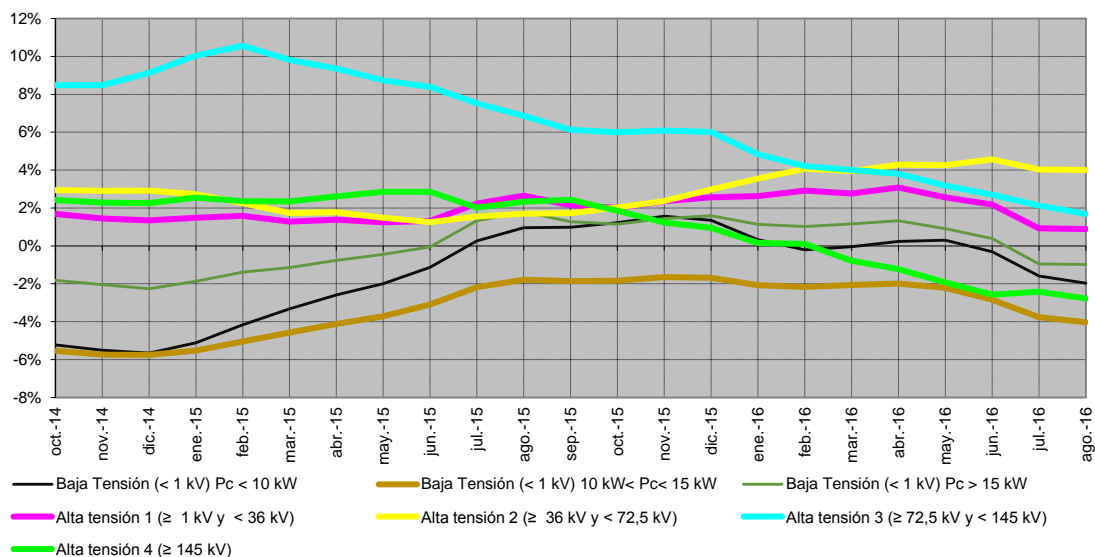
A efectos de valorar la adecuación sobre la evolución de la demanda y las condiciones de facturación, en el Cuadro 6 y el Gráfico 1 se muestra la evolución de la demanda en consumo desagregado por nivel de tensión hasta agosto de 2016, último mes con información completa. Se observa que en los últimos meses la demanda de los consumidores conectados de todos los grupos tarifarios ha registrado una evolución desfavorable en todos los peajes excepto en NT1 y NT2 que se han estabilizado.

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

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

Fuente: CNMC

Gráfico 1. Evolución mensual de la demanda nacional en consumo por nivel de tensión. Tasa de variación anual media de 12 meses



Fuente: CNMC

Por otra parte, como se observa en el Cuadro 7 y Gráfico 2, la evolución de los datos interanuales de potencia facturada por nivel de tensión sigue mostrando tasas negativas en todos los niveles de tensión, con la excepción de los

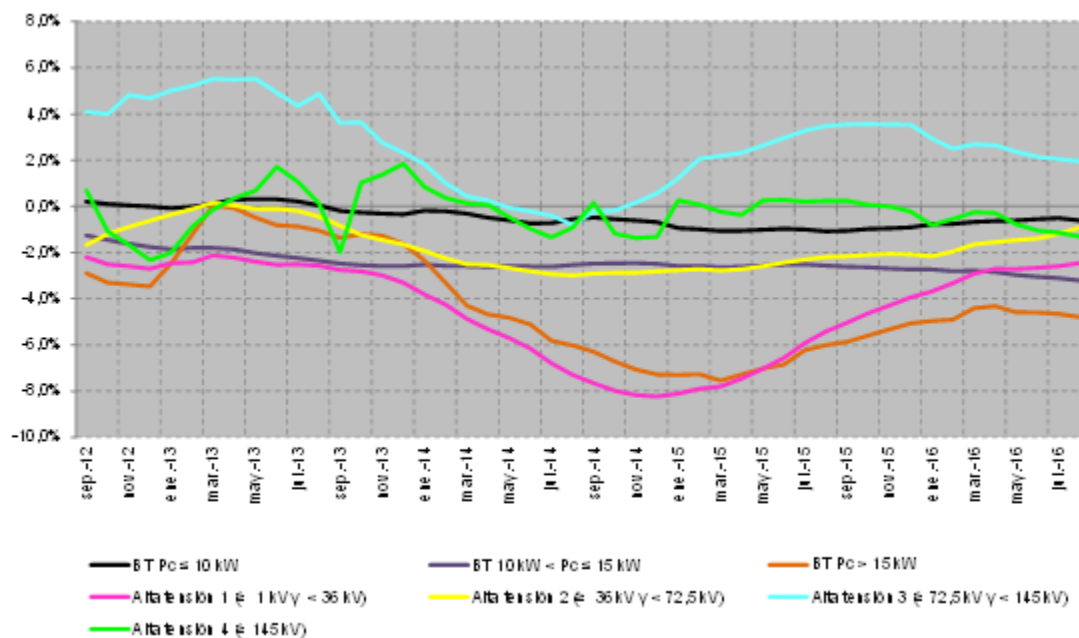
consumidores conectados en redes de tensión igual o superior a 72,5 kV, si bien se observa una cierta recuperación.

Cuadro 7. Evolución mensual de la potencia facturada nacional por nivel de tensión. Tasa de variación anual media de 12 meses

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

Fuente: CNMC. Nota: No incluye conexiones internacionales ni información sobre los suministros conectados a las redes de los distribuidores con menos de 100.000 clientes

Gráfico 2. Evolución mensual de la potencia facturada nacional en consumo por nivel de tensión. Tasa de variación anual media de 12 meses.



Fuente: CNMC

Tomando como punto de partida la composición de la demanda prevista por la CNMC para el ejercicio 2017¹, en el Cuadro 8 se muestran las tasas de variación del número de clientes, potencia contratada y consumo previstas para el periodo 2017-2022.

Cuadro 8. Previsión de la CNMC de la evolución del número de clientes, potencia y consumo para el periodo 2017-2022 desagregado por nivel de tensión

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Baja tensión						
Potencia < 15 kW						
Nº clientes	0,5%	0,5%	0,5%	0,7%	0,7%	0,7%
Consumo	0,2%	0,8%	0,5%	1,0%	1,0%	1,0%
Potencia	-1,0%	-0,5%	0,0%	0,5%	0,5%	0,5%
Potencia > 15 kW						
Nº clientes	0,3%	0,5%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Consumo	0,6%	1,2%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
Potencia	-4,8%	-2,0%	0,0%	0,5%	1,0%	1,0%
Media tensión						
Nº clientes	0,4%	0,4%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Consumo	-0,6%	0,0%	0,5%	0,5%	0,8%	0,8%
Potencia	1,2%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Alta tensión						
Nº clientes	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%
Consumo	0,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Potencia	0,5%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%

Fuente: CNMC

En el Cuadro 9 se muestra la previsión de la CNMC relativa a la potencia facturada y el consumo para el periodo comprendido entre 2017 y 2022 desagregado por peajes de acceso que resulta de aplicar las tasas de variación recogidas en el Cuadro 8 a la previsión del ejercicio anterior

En el Anexo I se recogen las previsiones relativas al número de clientes, potencias contratadas por periodo horario y consumos por periodo horario, desagregados por peaje de acceso para los ejercicios 2017-2022, ambos incluidos.

¹ Véase “Informe de respuesta a la solicitud de datos por parte de la dirección general de política energética y minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2017”

Cuadro 9. Previsión de la CNMC del número de clientes y el consumo para el periodo 2017-2022 desagregado por peaje de acceso

Grupo tarifario	2017		2018		2019		2020		2021		2022	
	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)
Baja tensión	143.356	110.639	142.329	111.666	142.329	112.653	143.041	114.033	143.858	115.432	144.680	116.850
Potencia (P) ≤ 10 kW	112.432	66.871	111.870	67.406	111.870	67.743	112.430	68.421	112.992	69.105	113.557	69.796
10 kW < P ≤ 15 kW	10.249	8.473	10.198	8.541	10.198	8.583	10.249	8.669	10.300	8.756	10.351	8.844
Potencia > 15 kW	20.675	35.295	20.261	35.719	20.261	36.326	20.362	36.944	20.566	37.572	20.772	38.210
Media tensión	19.769	74.985	19.967	74.985	20.167	75.360	20.368	75.737	20.572	76.305	20.778	76.877
3.1 A	6.191	15.657	6.253	15.657	6.316	15.736	6.379	15.814	6.443	15.933	6.507	16.053
6.1 A	12.348	54.035	12.471	54.035	12.596	54.305	12.722	54.576	12.849	54.986	12.978	55.398
6.1 B	1.230	5.293	1.243	5.293	1.255	5.319	1.268	5.346	1.280	5.386	1.293	5.426
Alta tensión	9.203	52.607	9.294	53.133	9.385	53.664	9.477	54.201	9.570	54.743	9.665	55.290
6.2	3.190	17.974	3.222	18.154	3.254	18.336	3.287	18.519	3.320	18.704	3.353	18.891
6.3	1.849	10.662	1.868	10.768	1.887	10.876	1.905	10.985	1.924	11.095	1.944	11.206
6.4	4.163	23.971	4.204	24.211	4.244	24.453	4.285	24.697	4.326	24.944	4.368	25.194
Total	172.328	238.231	171.590	239.784	171.881	241.677	172.886	243.971	174.000	246.480	175.122	249.017

Fuente: CNMC

En el Cuadro 10 se comparan las previsiones para el periodo 2017-2022 de potencia facturada y consumo desagregadas por peaje de acceso de la propuesta de Orden y de la CNMC. Se observa que para el ejercicio 2017 la demanda prevista en la propuesta de Orden es ligeramente superior (57 GWh) a la prevista por la CNMC. Asimismo la potencia facturada es 945 MW superior a la prevista por la CNMC. (Véase Informe sobre la propuesta de Orden de peajes 2017).

Para el periodo 2018-2022, la previsión de demanda de los consumidores de la CNMC es inferior a la de la propuesta de Orden exceptuando los consumidores conectados en baja tensión para el año 2022.

Asimismo, en el periodo 2018-2022 las previsiones de potencia de la CNMC son inferiores a las de la propuesta de Orden para los consumidores de baja tensión pero superiores para los consumidores conectados en media y alta tensión.

Cuadro 10. Comparación de los escenarios de previsión de la propuesta de Orden y de la CNMC para el periodo 2017-2022 desagregado por peaje de acceso

Previsión propuesta de Orden (A)												
Grupo tarifario	2017		2018		2019		2020		2021		2022	
	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)
Baja tensión	144.217	110.999	144.217	112.109	145.226	113.230	146.243	114.362	146.243	115.506	146.243	116.661
Potencia (P) ≤ 10 kW	112.608	67.033	112.608	67.703	113.396	68.380	114.190	69.064	114.190	69.754	114.190	70.452
10 kW < P ≤ 15 kW	10.133	8.609	10.133	8.695	10.204	8.782	10.275	8.870	10.275	8.958	10.275	9.048
Potencia > 15 kW	21.476	35.357	21.476	35.711	21.626	36.068	21.778	36.429	21.778	36.793	21.778	37.161
Media tensión	19.783	74.559	19.783	75.304	19.922	76.057	20.061	76.818	20.061	77.586	20.061	78.362
3.1 A	6.208	15.582	6.208	15.738	6.251	15.895	6.295	16.054	6.295	16.215	6.295	16.377
6.1 A	12.343	53.712	12.343	54.249	12.430	54.791	12.517	55.339	12.517	55.893	12.517	56.452
6.1 B	1.233	5.265	1.233	5.317	1.241	5.371	1.250	5.424	1.250	5.478	1.250	5.533
Alta tensión	9.273	52.730	9.273	53.258	9.337	53.790	9.401	54.328	9.401	54.871	9.401	55.420
6.2	3.171	18.003	3.171	18.183	3.194	18.365	3.216	18.548	3.216	18.734	3.216	18.921
6.3	1.874	10.639	1.874	10.745	1.887	10.853	1.900	10.961	1.900	11.071	1.900	11.182
6.4	4.228	24.089	4.228	24.330	4.257	24.573	4.285	24.819	4.285	25.067	4.285	25.317
Total	173.273	238.288	173.273	240.671	174.485	243.077	175.705	245.508	175.705	247.963	175.705	250.443

Previsión CNMC (B)												
Grupo tarifario	2017		2018		2019		2020		2021		2022	
	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)
Baja tensión	143.356	110.639	142.329	111.666	142.329	112.653	143.041	114.033	143.858	115.432	144.680	116.850
Potencia (P) ≤ 10 kW	112.432	66.871	111.870	67.406	111.870	67.743	112.430	68.421	112.992	69.105	113.557	69.796
10 kW < P ≤ 15 kW	10.249	8.473	10.198	8.541	10.198	8.583	10.249	8.669	10.300	8.756	10.351	8.844
Potencia > 15 kW	20.675	35.295	20.261	35.719	20.261	36.326	20.362	36.944	20.566	37.572	20.772	38.210
Media tensión	19.769	74.985	19.967	74.985	20.167	75.360	20.368	75.737	20.572	76.305	20.778	76.877
3.1 A	6.191	15.657	6.253	15.657	6.316	15.736	6.379	15.814	6.443	15.933	6.507	16.053
6.1 A	12.348	54.035	12.471	54.035	12.596	54.305	12.722	54.576	12.849	54.986	12.978	55.398
6.1 B	1.230	5.293	1.243	5.293	1.255	5.319	1.268	5.346	1.280	5.386	1.293	5.426
Alta tensión	9.203	52.607	9.294	53.133	9.385	53.664	9.477	54.201	9.570	54.743	9.665	55.290
6.2	3.190	17.974	3.222	18.154	3.254	18.336	3.287	18.519	3.320	18.704	3.353	18.891
6.3	1.849	10.662	1.868	10.768	1.887	10.876	1.905	10.985	1.924	11.095	1.944	11.206
6.4	4.163	23.971	4.204	24.211	4.244	24.453	4.285	24.697	4.326	24.944	4.368	25.194
Total	172.328	238.231	171.590	239.784	171.881	241.677	172.886	243.971	174.000	246.480	175.122	249.017

Diferencia (A) - (B)												
Grupo tarifario	2017		2018		2019		2020		2021		2022	
	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)
Baja tensión	861	359	1.888	443	2.897	577	3.202	329	2.385	73	1.563	-189
Potencia (P) ≤ 10 kW	175	162	737	297	1.526	637	1.760	643	1.198	650	633	656
10 kW < P ≤ 15 kW	-116	136	-65	154	6	198	27	200	-24	202	-76	204
Potencia > 15 kW	802	62	1.215	-8	1.365	-258	1.416	-515	1.212	-779	1.006	-1.050
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Media tensión	14	-426	-194	320	-245	688	-307	1.081	-511	1.282	-716	1.485
3.1 A	14	-75	-45	81	-65	160	-84	240	-148	282	-212	325
6.1 A	-5	-323	-128	214	-166	487	-205	763	-303	907	-461	1.054
6.1 B	2	0	-10	25	-14	51	-18	78	-33	93	-43	107
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alta tensión	70	123	-21	125	-48	126	-76	127	-169	128	-263	130
6.2	-19	29	-51	29	-61	29	-71	29	-104	30	-137	30
6.3	24	-23	6	-23	0	-23	-5	-23	-24	-24	-44	-24
6.4	65	118	25	119	13	120	0	121	-41	122	-83	124
Total	945	57	1.684	887	2.605	1.401	2.819	1.537	1.705	1.483	583	1.426

Variación (A) sobre (B)												
Grupo tarifario	2017		2018		2019		2020		2021		2022	
	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)
Baja tensión	0,6%	0,3%	1,3%	0,4%	2,0%	0,5%	2,2%	0,3%	1,7%	0,1%	1,1%	-0,2%
Potencia (P) ≤ 10 kW	0,2%	0,2%	0,7%	0,4%	1,4%	0,9%	1,6%	0,9%	1,1%	0,9%	0,6%	0,9%
10 kW < P ≤ 15 kW	-1,1%	1,6%	-0,6%	1,8%	0,1%	2,3%	0,3%	2,3%	-0,2%	2,3%	-0,7%	2,3%
Potencia > 15 kW	3,9%	0,2%	6,0%	0,0%	6,7%	-0,7%	7,0%	-1,4%	5,9%	-2,1%	4,8%	-2,7%
Media tensión	0,1%	-0,6%	-0,9%	0,4%	-1,2%	0,9%	-1,5%	1,4%	-2,5%	1,7%	-3,4%	1,9%
3.1 A	0,3%	-0,5%	-0,7%	0,5%	-1,0%	1,0%	-1,3%	1,5%	-2,3%	1,8%	-3,3%	2,0%
6.1 A	0,0%	-0,6%	-1,0%	0,4%	-1,3%	0,9%	-1,6%	1,4%	-2,6%	1,6%	-3,6%	1,9%
6.1 B	0,2%	-0,5%	-0,8%	0,5%	-1,1%	1,0%	-1,4%	1,5%	-2,4%	1,7%	-3,3%	2,0%
Alta tensión	0,8%	0,2%	-0,2%	0,2%	-0,5%	0,2%	-0,8%	0,2%	-1,8%	0,2%	-2,7%	0,2%
6.2	-0,6%	0,2%	-1,6%	0,2%	-1,9%	0,2%	-2,2%	0,2%	-3,1%	0,2%	-4,1%	0,2%
6.3	1,3%	-0,2%	0,3%	-0,2%	0,0%	-0,2%	-0,3%	-0,2%	-1,3%	-0,2%	-2,2%	-0,2%
6.4	1,6%	0,5%	0,6%	0,5%	0,3%	0,5%	0,0%	0,5%	-0,9%	0,5%	-1,9%	0,5%
Total	0,3%	0,0%	1,0%	0,4%	1,5%	0,6%	1,6%	0,6%	1,0%	0,6%	0,3%	0,6%

Fuente: CNMC y Memoria que acompaña a la Orden

3.2. Sobre la previsión de ingresos regulados

En el Cuadro 11 se muestran los ingresos previstos en la propuesta de Orden para el periodo comprendido entre 2017 y 2022. En la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden únicamente se desagrega entre ingresos por peajes de acceso, cargos y otros e ingresos externos a peajes. Se indica que los ingresos por peajes de acceso se han estimado aplicando a la previsión de las variables de facturación los precios de la propuesta de Orden de peajes 2017². Se señala que los ingresos previstos para el periodo son los que resultan de aplicar los peajes vigentes a la estructura de demanda prevista para cada ejercicio. Por otra parte, en la citada propuesta de Orden de peajes no se modifican los precios de los pagos por capacidad.

Cuadro 11. Previsión de la evolución de los ingresos (miles €) del sistema de la propuesta de Orden, 2017-2022

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ingresos por peajes de acceso, cargos y otros (A)	14.706.105	14.713.009	14.817.973	14.922.937	14.964.761	15.006.585
Ingresos externos a peajes (B)	3.154.510	3.189.104	3.218.960	3.210.091	3.237.542	3.287.542
Ingresos Ley 15/2012	2.704.510	2.739.104	2.768.960	2.760.091	2.787.542	2.837.542
Ingresos subastas CO ₂	450.000	450.000	450.000	450.000	450.000	450.000
Ingresos totales (A) + (B)	17.860.615	17.902.113	18.036.933	18.133.028	18.202.303	18.294.127
Δ sobre año anterior	2,4%	0,2%	0,8%	0,5%	0,4%	0,5%

Fuente: propuesta de Orden y Memoria que le acompaña

Respecto de la desagregación de los ingresos regulados recogida en el Anexo III de la propuesta de Orden, esta Sala insiste en la necesidad, puesta de manifiesto en anteriores informe de proyecciones³, de desagregar entre peajes, cargos y pagos por capacidad, conforme al artículo 13.2 de la Ley 24/2013.

En consecuencia se sugiere recoger en el Anexo de la Orden que finalmente se publique la desagregación de los ingresos entre peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, cargos y otros ingresos regulados.

Teniendo en cuenta que según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden la demanda por peaje de acceso aumenta homotéticamente y que se mantiene durante el periodo precios destinados a la financiación de los pagos por capacidad, se puede obtener la desagregación de la partida prevista en la Orden correspondiente a “Ingresos de facturación de peajes, cargos y otros” entre “Ingresos por peajes de acceso y cargos” e “Ingresos procedentes de los pagos por capacidad” (véase Cuadro 12). En particular, los ingresos

² La propuesta de Orden de peajes para 2017 mantiene los precios de la Orden IET/2444/2014 y la Orden IET/2735/2015.

³ Véase

http://www.cnmcc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/150521_Informe%20%20OM%20de%20evoluci%C3%B3n%20de%20ingresos%20y%20costes%202015-2020.pdf

procedentes de los pagos por capacidad implícitos en la propuesta de Orden resultan de aplicar a la previsión de cierre del ejercicio 2017, según el escandallo que acompaña a la propuesta de Orden de peajes 2017, el aumento de la demanda prevista para el periodo.

Cuadro 12. Estimación de los ingresos por peajes de acceso y cargos e ingresos por pagos de los pagos por capacidad implícitos en la propuesta de Orden. Miles €.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ingresos facturación peajes, cargos y otros (A)	14.706.105	14.713.009	14.817.973	14.922.937	14.964.761	15.006.585
Ingresos de los pagos por capacidad (B)	725.062	730.862	736.709	742.603	748.544	754.532
Ingresos por peajes de acceso y cargos (C) = (A) - (B)	13.981.043	13.982.147	14.081.264	14.180.334	14.216.217	14.252.053
Ingresos por peajes de acceso consumidores	13.384.546					
Facturación reactiva y excesos potencia	290.343					
Ingresos por peajes acceso generadores	130.000					
Ingresos artículo 17 del RD 216/2014	11.854					
Ingresos por fraude	35.000					
Ingresos conexiones internacionales	129.300					

Fuente: Elaboración de la CNMC a partir de la información del escandallo de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden y de la Propuesta de Orden de peajes 2017.

A efectos de valorar mínimamente los ingresos por peajes de acceso y cargos implícitos en la propuesta de Orden se ha procedido a aplicar a las variables de facturación previstas para cada ejercicio, los peajes de la propuesta de Orden de peajes 2017. Las variables de facturación previstas para cada ejercicio resultan de aplicar las hipótesis sobre la evolución de la demanda y la potencia de la propuesta de Orden (véase Cuadro 5) a las variables previstas para el ejercicio anterior, tomando como punto de partida las previsiones del ejercicio 2017 (incluidas en el Anexo II de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden).

En el Cuadro 13 se muestran los resultados obtenidos. Se observa que, tal y como se señala en la Memoria, los ingresos por peajes de acceso a los consumidores (excluidas la facturación por energía reactiva y excesos de potencia) aumentan por debajo de la demanda como consecuencia de previsiones de variación de potencia inferiores a las previsiones sobre variación de consumo.

Cuadro 13. Previsión de la evolución de los ingresos por peajes de acceso que resultan de aplicar los peajes de la Memoria de la propuesta de Orden

Grupo tarifario	2017		2018		2019		2020		2021		2022	
	Consumo (GWh)	Facturación (M€)	Consumo (GWh)	Facturación (M€)	Consumo (GWh)	Facturación (M€)	Consumo (GWh)	Facturación (M€)	Consumo (GWh)	Facturación (M€)	Consumo (GWh)	Facturación (M€)
Baja tensión	110.999	10.078	112.109	10.114	113.230	10.196	114.362	10.278	115.506	10.315	116.661	10.353
Potencia (P) ≤ 10 kW	67.033	7.029	67.703	7.056	68.380	7.114	69.064	7.172	69.754	7.200	70.452	7.229
10 kW < P ≤ 15 kW	8.609	878	8.695	883	8.782	890	8.870	898	8.958	902	9.048	907
Potencia > 15 kW	35.357	2.171	35.711	2.176	36.068	2.192	36.429	2.209	36.793	2.213	37.161	2.218
Media tensión	74.559	2.695	75.304	2.701	76.057	2.722	76.818	2.743	77.586	2.749	78.362	2.755
3.1 A	15.582	820	15.738	821	15.895	828	16.054	834	16.215	836	16.377	838
6.1 A	53.712	1.737	54.249	1.741	54.791	1.754	55.339	1.768	55.893	1.772	56.452	1.776
6.1 B	5.265	138	5.317	139	5.371	140	5.424	141	5.478	141	5.533	141
Alta tensión	52.730	611	53.258	613	53.790	618	54.328	623	54.871	624	55.420	626
6.2	18.003	265	18.183	266	18.365	268	18.548	270	18.734	271	18.921	271
6.3	10.639	135	10.745	136	10.853	137	10.961	138	11.071	138	11.182	138
6.4	24.089	211	24.330	212	24.573	213	24.819	215	25.067	216	25.317	216
Total	238.288	13.385	240.671	13.428	243.077	13.535	245.508	13.644	247.963	13.689	250.443	13.734
% variación sobre el año anterior	0,7%	0,1%	1,0%	0,3%	1,0%	0,8%	1,0%	0,8%	1,0%	0,3%	1,0%	0,3%

Fuente: Elaboración de la CNMC a partir de la información contenida en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Nota: El peaje 6.4 incluye Traspase Tajo-Segura

Una vez estimados los ingresos procedentes de los peajes de acceso de los consumidores, el resto de ingresos de acceso regulados⁴ se obtendría por la diferencia de los ingresos por peajes de acceso y cargos y los ingresos por peajes de acceso de los consumidores (véase Cuadro 14).

Cuadro 14. Estimación de los ingresos por peajes de acceso y cargos e ingresos por los pagos por capacidad implícitos en la propuesta de Orden

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ingresos facturación peajes, cargos y otros (miles €) (A)	14.706.105	14.713.009	14.817.973	14.922.937	14.964.761	15.006.585
Ingresos de los pagos por capacidad (miles €) (B)	725.062	730.862	736.709	742.603	748.544	754.532
Ingresos por peajes de acceso y cargos (miles €) (C) = (A) - (B)	13.981.043	13.982.147	14.081.264	14.180.334	14.216.217	14.252.053
Ingresos por peajes de acceso consumidores (D)	13.384.546	13.428.194	13.535.417	13.643.523	13.688.502	13.733.932
Facturación reactiva y excesos potencia	290.343					
Ingresos por peajes acceso generadores	130.000					
Ingresos por cargos autoconsumo	-	553.952	545.846	536.811	527.715	518.121
Ingresos artículo 17 del RD 216/2014	11.854					
Ingresos por fraude	35.000					
Ingresos conexiones internacionales	129.300					
(E) = (C) - (D)						

Fuente: Elaboración de la CNMC a partir de la información del escandallo que acompaña a la propuesta de Orden

A efectos informativos, en el Cuadro 15 se muestra el resultado de aplicar a las variables de facturación previstas por la CNMC para el periodo 2017-2022 (ver Anexo I) los peajes de acceso establecidos en la propuesta de Orden de peajes 2017.

Se observa que, como resultado de la diferente composición de la demanda y la potencia contratada por peaje de acceso, los ingresos previstos por la CNMC son inferiores a los previstos en la propuesta de Orden.

⁴ Ingresos por facturación de reactiva y excesos de potencia, ingresos por peajes de acceso de generadores, ingresos por aplicación del artículo 17 del RD 216/2014, ingresos por fraude e ingresos procedentes de las interconexiones internacionales.

Cuadro 15. Previsión de la evolución de los ingresos por peajes de acceso que resultan de aplicar los peajes de acceso de la “Propuesta de Orden” a las variables de facturación previstas por la CNMC para el periodo 2017-2022

Grupo tarifario	2017		2018		2019		2020		2021		2022	
	Consumo (GWh)	Facturación (M€)	Consumo (GWh)	Facturación (M€)	Consumo (GWh)	Facturación (M€)	Consumo (GWh)	Facturación (M€)	Consumo (GWh)	Facturación (M€)	Consumo (GWh)	Facturación (M€)
Baja tensión	110.639	9.990	111.666	9.963	112.653	9.986	114.033	10.057	115.432	10.137	116.850	10.218
Potencia (P) ≤ 10 kW	66.871	7.008	67.406	7.009	67.743	7.023	68.421	7.071	69.105	7.121	69.796	7.171
10 kW < P ≤ 15 kW	8.473	876	8.541	877	8.583	879	8.669	886	8.756	893	8.844	899
Potencia > 15 kW	35.295	2.105	35.719	2.077	36.326	2.084	36.944	2.100	37.572	2.124	38.210	2.148
Media tensión	74.985	2.697	74.985	2.718	75.360	2.742	75.737	2.767	76.305	2.793	76.877	2.819
3.1 A	15.657	819	15.657	825	15.736	833	15.814	840	15.933	848	16.053	856
6.1 A	54.035	1.740	54.035	1.754	54.305	1.769	54.576	1.785	54.986	1.802	55.398	1.819
6.1 B	5.293	138	5.293	139	5.319	141	5.346	142	5.386	143	5.426	144
Alta tensión	52.607	608	53.133	615	53.664	621	54.201	627	54.743	633	55.290	639
6.2	17.974	266	18.154	269	18.336	271	18.519	274	18.704	277	18.891	280
6.3	10.662	134	10.768	135	10.876	137	10.985	138	11.095	139	11.206	141
6.4	23.971	208	24.211	211	24.453	213	24.697	215	24.944	217	25.194	219
Total	238.231	13.296	239.784	13.296	241.677	13.349	243.971	13.451	246.480	13.563	249.017	13.676
% variación sobre el año anterior	0,7%	-0,2%	0,7%	0,0%	0,8%	0,4%	0,9%	0,8%	1,0%	0,8%	1,0%	0,8%

Fuente: CNMC

Nota: El peaje 6.4 incluye Traspase Tajo-Segura

Las previsiones anteriores no incluyen los ingresos por la facturación de energía reactiva, excesos de potencia, peajes de acceso aplicables a la generación, los ingresos por cargos sobre el autoconsumo, los ingresos por fraude, los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, ingresos provenientes de los peajes por exportaciones a países no comunitarios, ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO ni las rentas de gestión de congestión.

Los ingresos procedentes de la facturación por energía reactiva y por excesos de potencia se han estimado suponiendo que se mantiene para el resto del periodo la tendencia registrada desde julio de 2009.

Los ingresos por peajes de generadores se han estimado suponiendo que éstos crecen al mismo ritmo que la demanda, lo que implica mantener durante el periodo la relación entre la demanda nacional y las exportaciones.

Se ha estimado que los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, se mantienen constantes durante el periodo.

Adicionalmente, se ha supuesto que se mantienen en el periodo los ingresos por cargos sobre el autoconsumo y los ingresos procedentes del fraude.

Respecto de los ingresos procedentes del peaje de exportaciones, se han estimado suponiendo que se mantiene la tendencia registrada en los últimos años y manteniendo el ingreso medio previsto para 2017.

Por último, teniendo en cuenta la elevada variabilidad de los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO y de las rentas de gestión de congestión se ha optado por mantener la previsión para 2017 durante todo el periodo.

Respecto de los ingresos procedentes de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, en el cuadro inferior se resume la previsión de ingresos de la propuesta de Orden y de la CNMC para el periodo 2017-2022. Se observa que los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, previstos por la CNMC son superiores a los ingresos previstos en la propuesta de Orden para los años 2017 y 2018. Al respecto se señala que la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no proporciona la información necesaria para valorar el motivo de la diferencia. En el anexo II del presente informe se detallan las hipótesis de cálculo de los ingresos por este concepto previstos por la CNMC para el periodo 2017-2022.

Cuadro 16. Previsión de ingresos procedentes de la Ley 15/2012 de la propuesta de Orden y de la CNMC para el periodo 2017-2022.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Previsión propuesta OM de ingresos externos (miles €) (A)	3.154.510	3.189.104	3.218.960	3.210.091	3.237.542	3.287.542
Ingresos Ley 15/2012	2.704.510	2.739.104	2.768.960	2.760.091	2.787.542	2.837.542
Ingresos subastas CO2	450.000	450.000	450.000	450.000	450.000	450.000
Previsión CNMC de ingresos externos (miles €) (B)	3.170.541	3.204.022	3.214.413	3.205.910	3.233.521	3.261.760
Ingresos Ley 15/2012	2.752.041	2.754.022	2.764.413	2.755.910	2.783.521	2.811.760
Ingresos subastas CO2	418.500	450.000	450.000	450.000	450.000	450.000
Diferencia (miles €) (A) - (B)	- 16.031	- 14.918	4.547	4.181	4.021	25.782
Ingresos Ley 15/2012	- 47.531	- 14.918	4.547	4.181	4.021	25.782
Ingresos subastas CO2	31.500	-	-	-	-	-
% variación (A) sobre (B)	-0,5%	-0,5%	0,1%	0,1%	0,1%	0,8%
Ingresos Ley 15/2012	-1,7%	-0,5%	0,2%	0,2%	0,1%	0,9%
Ingresos subastas CO2	7,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Fuente: CNMC, Propuesta de Orden y Memoria que le acompaña.

En Cuadro 17 se muestran los ingresos regulados previstos por la CNMC para el periodo 2017-2022, resultado de considerar los conceptos anteriores.

Cuadro 17. Ingresos totales previstos para el periodo 2017-2022.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ingresos por peajes de acceso y cargos (miles €) (A)	13.916.841	13.917.372	13.978.037	14.085.716	14.204.206	14.324.093
Ingresos por peajes de acceso consumidores	13.586.018	13.584.842	13.643.778	13.749.576	13.866.163	13.983.854
Ingresos de peajes	13.295.674	13.295.544	13.348.945	13.450.599	13.562.983	13.676.412
Facturación energía reactiva	159.843	162.072	164.332	166.624	168.948	171.304
Facturación por excesos potencia	130.500	127.226	130.500	132.353	134.232	136.138
Ingresos por peajes acceso generadores	129.549	130.506	131.471	132.575	133.689	135.080
Ingresos por cargos sobre el autoconsumo	27.655	27.655	27.655	27.655	27.655	27.655
Ingresos conexiones internacionales	178.025	178.774	179.537	180.313	181.104	181.908
Ingresos por exportaciones	42.001	42.751	43.513	44.290	45.080	45.884
Ingresos acuerdos ETSO	2.921	2.921	2.921	2.921	2.921	2.921
Rentas de congestión	133.103	133.103	133.103	133.103	133.103	133.103
Ingresos artículo 17 del RD 216/2014	11.854	11.854	11.854	11.854	11.854	11.854
Ingresos por fraude	11.396	11.396	11.396	11.396	11.396	11.396
Ingresos de los pagos por capacidad (miles €) (B)	741.332	746.980	753.106	761.187	769.711	778.339
Ingresos externos a peajes (miles €) (C)	3.170.541	3.204.022	3.214.413	3.205.910	3.233.521	3.261.760
Ingresos Ley 15/2012	2.752.041	2.754.022	2.764.413	2.755.910	2.783.521	2.811.760
Ingresos subastas CO ₂	418.500	450.000	450.000	450.000	450.000	450.000
Ingresos totales (miles €) (A) + (B) + (C)	17.828.715	17.868.375	17.945.555	18.052.812	18.207.438	18.364.192
Δ sobre año anterior	1,9%	0,2%	0,4%	0,6%	0,9%	0,9%

Fuente: CNMC

En Cuadro 18 se comparan los ingresos regulados implícitos en la propuesta de Orden y los previstos por la CNMC para el periodo 2018-2022. Se observa que la previsión de ingresos de la propuesta de Orden es superior a la de la CNMC en el periodo 2017-2020, registrándose las mayores diferencias en los

en los ingresos procedentes de los pagos por capacidad, si bien la diferencia en la previsión de ingresos es menor del 1%.

Cuadro 18. Comparación de las previsiones de ingresos (miles €) por peajes de acceso y cargos de la propuesta de Orden y de la CNMC para el periodo 2017 y 2022.

Previsión propuesta Orden (miles €)						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ingresos por peajes de acceso y cargos (A)	13.981.043	13.982.147	14.081.264	14.180.334	14.216.217	14.252.053
Ingresos peajes consumidores	13.384.546	13.428.194	13.535.417	13.643.523	13.688.502	13.733.932
Otros ingresos de peajes	596.497	553.952	545.846	536.811	527.715	518.121
Ingresos por pagos por capacidad (B)	725.062	730.862	736.709	742.603	748.544	754.532
Ingresos externos a peajes (C)	3.154.510	3.189.104	3.218.960	3.210.091	3.237.542	3.287.542
Total ingresos regulados (A) + (B)	17.860.615	17.902.113	18.036.933	18.133.028	18.202.303	18.294.127
Previsión CNMC (miles €)						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ingresos por peajes de acceso y cargos (A)	13.933.101	13.933.632	13.994.296	14.101.975	14.220.465	14.340.352
Ingresos peajes consumidores	13.295.674	13.295.544	13.348.945	13.450.599	13.562.983	13.676.412
Otros ingresos de peajes	637.426	638.088	645.350	651.376	657.483	663.940
Ingresos por pagos por capacidad (B)	741.332	746.980	753.106	761.187	769.711	778.339
Ingresos externos a peajes (C)	3.170.541	3.204.022	3.214.413	3.205.910	3.233.521	3.261.760
Total ingresos regulados (A) + (B)	17.844.974	17.884.634	17.961.814	18.069.072	18.223.698	18.380.451
Diferencia Propuesta de Orden - Previsión CNMC (miles €)						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ingresos por peajes de acceso y cargos	47.942	48.515	86.968	78.359	- 4.248	- 88.300
Ingresos peajes consumidores	88.872	132.651	186.472	192.923	125.520	57.519
Otros ingresos de peajes	- 40.929	- 84.136	- 99.504	- 114.564	- 129.768	- 145.819
Ingresos por pagos por capacidad	- 16.270	- 16.118	- 16.396	- 18.584	- 21.167	- 23.807
Ingresos externos a peajes	- 16.031	- 14.918	4.547	4.181	4.021	25.782
Total ingresos	15.641	17.479	75.119	63.956	- 21.395	- 86.324
Variación Propuesta de Orden sobre Previsión CNMC (%)						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ingresos por peajes de acceso y cargos	0,3%	0,3%	0,6%	0,6%	0,0%	-0,6%
Ingresos peajes consumidores	0,7%	1,0%	1,4%	1,4%	0,9%	0,4%
Otros ingresos de peajes	-6,4%	-13,2%	-15,4%	-17,6%	-19,7%	-22,0%
Ingresos por pagos por capacidad	-2,2%	-2,2%	-2,2%	-2,4%	-2,8%	-3,1%
Ingresos externos a peajes	-0,5%	-0,5%	0,1%	0,1%	0,1%	0,8%
Total ingresos	0,1%	0,1%	0,4%	0,4%	-0,1%	-0,5%

Fuente: Elaboración de la CNMC a partir de la información que acompaña a la propuesta de Orden.

3.3. Sobre las previsiones de los costes

En el Cuadro 19 se muestran los costes previstos en la propuesta de Orden para el periodo comprendido entre 2017 y 2022. Se observa que los costes regulados aumentan a partir de 2017 hasta el 2020 con el mayor incremento en el 2017 y ligeros incrementos en el resto de los años. En el 2021 disminuyen debido a que el Déficit 2005 se habrá amortizado en su totalidad en dicho año.

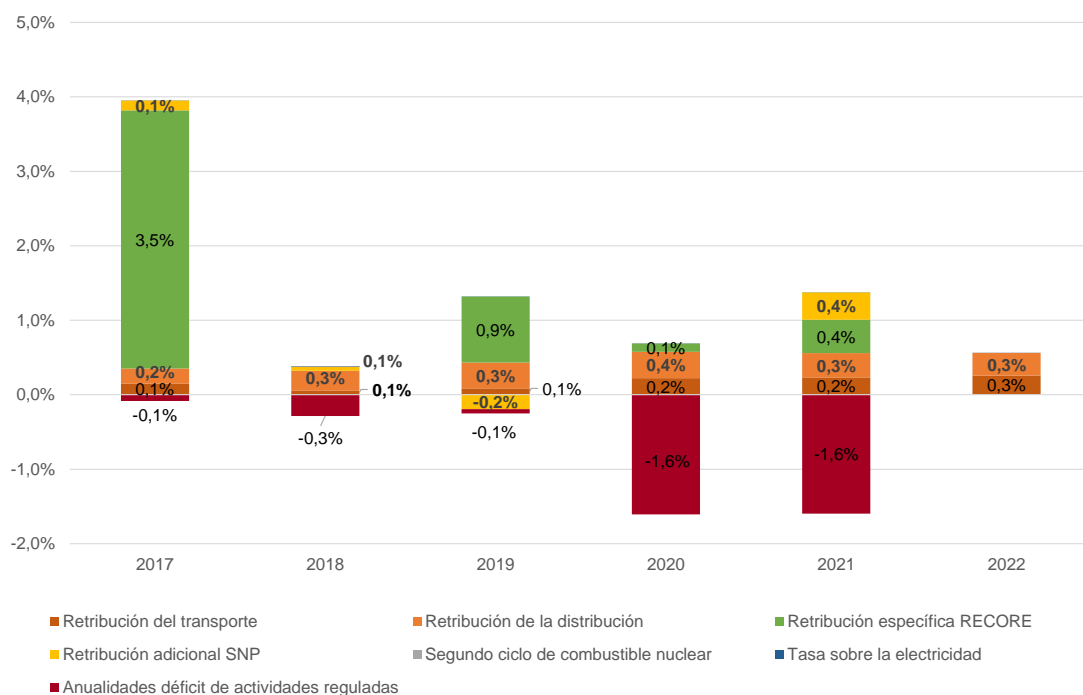
Para el 2022 se prevé un incremento del 0,5%. Cabe señalar que en todo el periodo hay una reducción de los costes de los pagos por capacidad (Véase Gráfico 3).

Cuadro 19. Previsión de la evolución de los costes del sistema (miles €) de la propuesta de Orden

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Costes de acceso (miles €) (A)	17.488.002	17.503.228	17.690.485	17.812.542	17.773.062	17.873.042
Retribución del transporte	1.735.090	1.745.510	1.760.710	1.800.100	1.841.430	1.887.280
Retribución de la distribución	5.157.776	5.203.630	5.264.226	5.326.746	5.385.046	5.439.124
Retribución específica RECORE	6.987.080	6.987.080	7.142.080	7.162.080	7.242.080	7.242.080
Retribución adicional SNP	740.632	749.565	715.879	715.879	780.879	780.879
Servicio de interrumpibilidad	8.300	8.300	8.300	8.300	8.300	8.300
Segundo ciclo de combustible nuclear	137	138	138	138	138	138
Tasa prestación de servicios sector eléctrico	20.512	20.530	20.677	20.824	20.877	20.929
Anualidades déficit de actividades reguladas	2.838.475	2.788.475	2.778.475	2.778.475	2.494.312	2.494.312
Costes pagos por capacidad (miles €) (B)	390.000	367.000	333.000	305.000	277.000	270.000
Otros costes liquidables (miles) (C)	- 26.702	-	-	-	-	-
Total costes regulados (miles €) (A) + (B) + (C)	17.851.300	17.870.228	18.023.485	18.117.542	18.050.062	18.143.042
% variación s/año anterior	3,0%	0,1%	0,9%	0,5%	-0,4%	0,5%
Costes de acceso	3,9%	0,1%	1,1%	0,7%	-0,2%	0,6%
Costes de pagos por capacidad	-6,5%	-5,9%	-9,3%	-8,4%	-9,2%	-2,5%
Otros costes liquidables	-133,8%	-100,0%				

Fuente: propuesta de Orden y Memoria que le acompaña

Gráfico 3. Contribución de cada componente de coste al aumento de los costes de acceso



Fuente: propuesta de Orden y Memoria que le acompaña

Respecto de los costes previstos por el MINETAD, se realizan las siguientes consideraciones:

- **Retribución del transporte y la distribución**

De acuerdo con lo señalado en la propuesta de Orden que se informa, la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte y de instalaciones de distribución en el periodo 2017-2022 se ha estimado aplicando las metodologías retributivas establecidas en los Reales Decretos 1047/2013 y 1048/2013, tomando como punto de partida las retribuciones establecidas 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 y en la Orden IET/981/2016, de 15 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2016 y considerando para cada año las instalaciones puestas en servicio en años anteriores y las nuevas instalaciones previstas en los planes de inversión aprobados por la Secretaría de Estado de Energía. Para los años en los que no se dispone de plan de inversión se supone que el volumen de inversión es el mismo que el del año previo (2018). Por último, durante todo el periodo se mantienen los incentivos asociados, tanto a transporte como a distribución, establecidos el año 2016. En los cuadros siguientes se recoge la senda prevista en la propuesta de Orden para la retribución del transporte y la distribución.

Cuadro 20. Previsión de la evolución de la retribución del transporte (miles €) de la propuesta de Orden

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Retribución del transporte	1.735.090	1.745.510	1.760.710	1.800.100	1.841.430	1.887.280
Δ sobre año anterior (miles €)	25.090	10.420	15.200	39.390	41.330	45.850
Δ sobre año anterior (%)	1,5%	0,6%	0,9%	2,2%	2,3%	2,5%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Cuadro 21. Previsión de la evolución de la retribución de la distribución (miles €) de la propuesta de Orden

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Retribución de la distribución	5.157.776	5.203.630	5.264.226	5.326.746	5.385.046	5.439.124
Δ sobre año anterior (miles €)	34.114	45.854	60.596	62.520	58.300	54.078
Δ sobre año anterior (%)	0,7%	0,9%	1,2%	1,2%	1,1%	1,0%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico regula los aspectos básicos de la planificación eléctrica incorporando herramientas para vincular el nivel de inversiones a la situación del ciclo económico, y a los principios de sostenibilidad económica y estableciendo unos límites de inversión anual, además de la posibilidad de una revisión excepcional de la misma ante hechos sobrevenidos que afecten a la eficiencia, garantía o

seguridad; así como la necesaria coordinación de la planificación con los planes urbanísticos.

A este respecto, en los ya citados Reales Decretos 1047/2013 y 1048/2013 se limita el volumen anual de inversión al 0,065% del PIB en el caso del transporte y al 0,13% del PIB en el caso de la distribución, límite que se estableció con el fin de aportar una previsión razonable de la evolución de los costes del sistema motivados por dichas actividades y con la finalidad de emitir una señal de estabilidad que garantizara las inversiones que ejecutaran las empresas, bien transportista bien distribuidoras, vinculando su retribución tanto al plan presentado como a las inversiones finalmente ejecutadas.

La propuesta de Orden no detalla las previsiones de evolución del PIB implícitas en sus previsiones, por lo que no es posible valorar en profundidad los importes considerados en la propuesta de Orden.

No obstante lo anterior, dado que los incrementos de retribución previstos en la propuesta de Orden son superiores a los que resultarían de considerar la actualización del Plan de Estabilidad 2016-2019, cabría proceder a su revisión.

Todo ello, teniendo en cuenta que conforme se indica en la memoria se han considerado los planes de inversión aprobados para los años 2016-2018. A este respecto, es preciso resaltar que tal y como fija el artículo 11 del Real Decreto 1047/2013 y el artículo 16 del Real 1048/2013, dichos planes se limitaron con la previsión del PIB que figuraba en el Plan de Estabilidad 2015-2018, que marcaba una situación de mayor crecimiento económico, que se ha visto corregida en el mes de mayo de 2016 por la revisión del Plan de estabilidad.

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

En la memoria de la propuesta de Orden se contempla un incremento de los costes correspondientes al régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (RECORE). Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, este aumento se asocia a la gradual implantación de nuevas instalaciones al objeto de cumplir los objetivos en materia de energías renovables comprometidos por España.

Dicho incremento se concreta en las cifras recogidas en el Cuadro 22. En concreto, como consecuencia de la revisión de parámetros para el segundo semiperiodo regulatorio la propuesta de Orden estima un incremento de la retribución específica para 2017 de 583,8 M€, su mantenimiento para el ejercicio 2018 y un incremento de la retribución de 155 M€, 22 M€ y 80 M€ para los ejercicios 2019, 2020 y 2021, respectivamente. La retribución específica aumenta 255 M€ entre 2017 y 2022, esto es, un 3,6%.

Cuadro 22. Previsión de la evolución de la retribución específica RECORE (miles €) de la propuesta de Orden

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Retribución específica RECORE	6.987.080	6.987.080	7.142.080	7.162.080	7.242.080	7.242.080
Δ sobre año anterior (miles €)	583.780	-	155.000	20.000	80.000	-
Δ sobre año anterior (%)	9,1%	0,0%	2,2%	0,3%	1,1%	0,0%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Cabe señalar por una parte que, si bien en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no se recoge explícitamente, la retribución específica prevista para el periodo 2017-2022 corresponde únicamente a las instalaciones ubicadas en el sistema peninsular y, por otra parte, que la propuesta de Orden recoge los precios del mercado considerados en el escenario base, pero no aporta información sobre el incremento de la potencia, ni su desagregación por tecnologías, considerado en cada año a efectos del cumplimiento de los objetivos de energías renovables comprometidos por España.

Respecto de la no consideración de la retribución específica de las instalaciones localizadas en territorios no peninsulares, esta Sala remite a las consideraciones recogidas en su “Informe sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017”, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC el 20 de diciembre de 2016.

Respecto de la previsión de precios de mercado incluida en la propuesta de Orden cabe señalar la inconsistencia con los considerados en la “Propuesta de Orden por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos de aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017”, recibida en la CNMC el pasado 5 de diciembre, a efectos de elaborar el correspondiente informe preceptivo, por procedimiento de urgencia.

Cuadro 23. Previsión de la evolución de precios del mercado diario (€/MWh) de la propuesta de Orden

Propuesta OM	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Previsión 2017-2020	42,31	41,75	42,00	41,62	41,62	41,62
Actualización de parámetros	42,13	41,65	41,82	52,00	52,00	52,00

Fuente: Memorias que acompañan a la propuesta de Orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para el periodo 2017-2022 y a la Propuesta de Orden por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos de aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017.

Respecto del incremento de potencia, en el documento de planificación figura la senda de crecimiento previsto para las instalaciones de generación de origen renovable en el periodo 2013-2020, contemplándose un aumento de 8.537 MW de potencia instalada para estas tecnologías en dicho intervalo temporal. Esto equivaldría a un 26%⁵ de aumento de capacidad, especialmente concentrado en las tecnologías eólica y solar fotovoltaica.

A falta de datos más concretos sobre el reparto del incremento de costes por tecnologías, parece razonable que un aumento significativo de la potencia de generación de origen renovable —un 26%— lleve consigo un aumento más moderado de los costes —un 3,6%—, debido fundamentalmente a la madurez de las tecnologías involucradas en mayor medida en dicho crecimiento y al aprovechamiento de los menores costes de inversión aplicables mediante el actual marco retributivo de estas instalaciones y la utilización de mecanismos concurrenciales en la asignación de nueva potencia.

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

La propuesta de Orden incluye en su previsión de la compensación de los SENP la retribución específica de las instalaciones de renovables localizadas en dichos sistemas, en coherencia con la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes para 2017. Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden la retribución adicional de los SNP se estima considerando que el precio del Brent pasa de 55 \$/barril en 2017 a 70\$/barril en 2022, suponiendo un incremento progresivo en los últimos años del periodo y con un tipo de cambio €/€ en el entorno de 1,1. Asimismo, en la propuesta de Orden se considera la reducción del coste de generación que provocará la introducción de nueva potencia eólica en Canarias prevista para 2018, consecuencia de la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto.

Cuadro 24. Previsión de la evolución de la retribución adicional SNP (miles €) de la propuesta de Orden

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Retribución adicional TNP	740.632	749.565	715.879	715.879	780.879	780.879
Δ sobre año anterior (miles €)	22.236	8.933	- 33.686	-	65.000	-
Δ sobre año anterior (%)	3,1%	1,2%	-4,5%	0,0%	9,1%	0,0%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

En cuanto a la brusca reducción de la compensación en 2019, no parece atribuirla únicamente a la entrada en operación de la nueva potencia eólica, conforme se recoge en la Memoria. En ejercicio anteriores un descenso comparable era justificado por la puesta en servicio de las plantas regasificadoras en las islas de Tenerife y Gran Canaria.

⁵ % sobre tecnologías renovables (excluye cogeneración, residuos y tratamiento).

Estos proyectos no son ya citados ni en la Memoria que acompaña a esta propuesta de Orden ni en la propuesta de orden por la que se establece la previsión de ingresos y costes del sector gasista para el periodo 2017-2022.

- **Tasa por prestación de servicios en el sector eléctrico**

La propuesta de Orden no desagrega la información relativa a los ingresos por peajes, cargos y otros por lo que no se ha podido replicar el importe correspondiente a la tasa aplicable a la prestación de servicios y realización de actividades en relación con el sector eléctrico de la propuesta de Orden.

En el Cuadro 25 se muestran los importes que resultan de aplicar la tasa (0,150%) establecida en el Anexo de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la previsión de ingresos por peajes de acceso y cargos de la propuesta de Orden y de la CNMC.

Cuadro 25. Previsión de la evolución de los costes (miles €) asociados a la financiación de la prestación de servicios en el sector eléctrico según la previsión de ingresos de la propuesta de Orden y de la CNMC

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Previsión propuesta OM						
Retribución a la CNMC	20.512	20.530	20.677	20.824	20.877	20.929
Incremento sobre año anterior	0,1%	0,1%	0,7%	0,7%	0,3%	0,2%
Previsión CNMC						
Ingresos por peajes de acceso	13.818.351	13.766.472	13.766.254	13.826.155	13.933.058	14.050.758
Tasa prestación de servicios sector eléctrico (0,150%)	20.728	20.650	20.649	20.739	20.900	21.076
Incremento sobre año anterior	-1,1%	-0,4%	0,0%	0,4%	0,8%	0,8%

Fuente: CNMC, propuesta de Orden y Memoria que le acompaña

Nota: En la previsión de la CNMC se excluyen los ingresos de peajes de acceso los ingresos procedentes de las conexiones internacionales.

- **Anualidades para la financiación del déficit de actividades reguladas**

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, se estima que las anualidades para la financiación del déficit se reducirán en el periodo 2017-2022, como consecuencia de los menores tipos de interés que pudieran derivarse de posibles refinanciaciones correspondientes a FADE, sin que en la Memoria que acompaña a la Orden se aporte información sobre las hipótesis de cálculo de las distintas anualidades.

No obstante, según la proyección de anualidades del “Informe sobre la evolución de las cuantías asociadas al déficit del sector eléctrico” (INF/DE/007/16), aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC en fecha 28 de abril de 2016, se observa que la previsión total de pagos por anualidades del déficit de las actividades reguladas, si bien disminuye entre los años 2017 y 2022, aumenta puntualmente en determinados ejercicios. Este hecho se debe a que, al haberse realizado las últimas refinanciaciones de FADE a tipos de interés significativamente bajos, las operaciones de refinanciación y amortización que se produzcan a lo largo del periodo 2017-2022, no siempre supondrán una disminución del valor de la TIR media ponderada del Fondo, como ha venido ocurriendo en

los últimos años, sino que supondrán un incremento de dicha TIR media ponderada en ciertos casos (véase Cuadro 26).

Por último, se señala que los pagos totales de anualidades disminuyen significativamente en 2021, debido a la satisfacción en 2020 del derecho de cobro asociado al Déficit 2005, tal y como aparece contemplado en la propuesta de orden que se informa.

En el Anexo III del informe se describen detalladamente las hipótesis de cálculo de las distintas anualidades.

Cuadro 26. Previsión de la evolución de las anualidades para la financiación del déficit de la propuesta de Orden y de la CNMC

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Previsión propuesta OM anualidades (miles €)	2.838.475	2.788.475	2.778.475	2.778.475	2.494.312	2.494.312
FADE	277.761					
Déficit 2005	653.452					
Déficit ex ante	281.216					
Déficit 2013	94.476					
Previsión CNMC anualidades (miles €)	2.838.359	2.754.642	2.743.329	2.764.204	2.417.267	2.446.319
FADE	2.185.022	2.101.306	2.089.993	2.110.868	2.045.069	2.074.121
Déficit 2005	281.138	281.138	281.138	281.138	-	-
Déficit ex ante	94.437	94.437	94.437	94.437	94.437	94.437
Déficit 2013	277.761	277.761	277.761	277.761	277.761	277.761
Diferencia (A) - (B)	116	33.833	35.146	14.271	77.045	47.993

Fuente: CNMC, propuesta de Orden y Memoria que le acompaña

• Costes asociados a los pagos por capacidad

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden los pagos por capacidad incluyen el incentivo a la inversión y el incentivo a la disponibilidad, si bien no se incluyen el detalle de las distintas partidas ni las hipótesis de cálculo.

Según las previsiones de la CNMC, los costes asociados al incentivo a la inversión y al incentivo a la disponibilidad se reducirán, en promedio, en torno al 5,8% en el periodo 2017-2022, como consecuencia de la finalización de los derechos de aquellas unidades cuyo plazo expire en el periodo⁶ no compensada por la recuperación de derechos de pagos por

⁶ Se ha tenido en cuenta la finalización de los derechos de las siguientes unidades:

- Año 2017: Aceca 3, Arrubal 1 y 2, Palos 3, Aboño 2, Puentes García Rodríguez 3
- Año 2018: Puentes García Rodríguez 4, Amorebieta, Cartagena 1, 2 y 3, Arcos 3
- Año 2019: Aceca 4, Castelnou, , Lada 4, Barrios 1, Lada 4, Puentes García Rodríguez 1
- Año 2020: Colón 4, Escombreras 1,2,3 y 6, Litoral 1, Meirama
- Año 2021: Plana del Vent 1 y 2, Sagunto 1, 2 y 3
- Año 2022: Castejón 3, Escatrón 2 (fase 1)

disponibilidad de capacidad de centrales⁷ y por la entrada de nuevas instalaciones⁸.

En el cuadro inferior se resumen las diferencias entre las previsiones sobre los costes financiados por los pagos por capacidad de la propuesta de Orden y de la CNMC. Según la información aportada en la Memoria de la propuesta de Orden la diferencia podría deberse al impacto del desarrollo reglamentario de los mecanismos de capacidad.

Cuadro 27. Previsión de la evolución de los costes financiados por los pagos por capacidad de la propuesta de Orden y de la CNMC

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Previsión de la propuesta OM de Pagos por capacidad (miles €) (A)	390.000	367.000	333.000	305.000	277.000	270.000
Previsión CNMC de Pagos por capacidad (miles €) (B)	403.514	387.019	357.885	322.851	308.180	292.089
Incentivo a la inversión	222.755	200.562	169.412	134.378	119.707	103.616
Servicio de disponibilidad	180.759	186.457	188.473	188.473	188.473	188.473
Diferencia (miles €) (A) - (B)	- 13.514	- 20.019	- 24.885	- 17.851	- 31.180	- 22.089

Fuente: CNMC, propuesta de Orden y Memoria que le acompaña

- **Fondo de contingencias**

Como ya se ha indicado en el “Informe sobre la propuesta de Orden por la que se determinan los peajes de acceso para 2017”, se debería incluir en la Memoria información que permita su valoración.

3.4. Sobre la sostenibilidad del sistema

En el Cuadro 28 se presenta el escenario de ingresos y costes previstos en la Memoria que acompaña la propuesta de Orden para el periodo 2016-2021. Se observa que, según el escenario de ingresos y costes de la propuesta de Orden, los ingresos del sistema serían suficientes para cubrir los costes previstos para 2016, dando lugar a desajustes positivos en todos los años del periodo de proyección.

⁷ Se han considerado los siguientes supuestos, que conllevarían la recuperación del derecho de cobro de pagos por disponibilidad de capacidad tras resolver los problemas de conexión al sistema:

- Año 2017: Las centrales de Campo de Gibraltar 1 y 2

⁸ Se ha considerado la previsión de entrada de nueva potencia instalada en el sistema con derecho a cobro en concepto de disponibilidad:

- Año 2017: Central de la muela II (entrada de 852 MW)

Cuadro 28. Escenario de ingresos y costes del periodo 2017-2022 según la propuesta de Orden

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ingresos por peajes de acceso, cargos y otros (miles €) (A)	14.706.105	14.713.009	14.817.973	14.922.937	14.964.761	15.006.585
Ingresos externos a peajes (miles €) (B)	3.154.510	3.189.104	3.218.960	3.210.091	3.237.542	3.287.542
Ingresos Ley 15/2012	2.704.510	2.739.104	2.768.960	2.760.091	2.787.542	2.837.542
Ingresos subastas CO ₂	450.000	450.000	450.000	450.000	450.000	450.000
Ingresos totales (miles €) (C) = (A) + (B)	17.860.615	17.902.113	18.036.933	18.133.028	18.202.303	18.294.127
Costes de acceso (miles €) (D)	17.488.002	17.503.228	17.690.485	17.812.542	17.773.062	17.873.042
Retribución del transporte	1.735.090	1.745.510	1.760.710	1.800.100	1.841.430	1.887.280
Retribución de la distribución	5.157.776	5.203.630	5.264.226	5.326.746	5.385.046	5.439.124
Retribución específica RECORE	6.987.080	6.987.080	7.142.080	7.162.080	7.242.080	7.242.080
Retribución adicional SNP	740.632	749.565	715.879	715.879	780.879	780.879
Servicio de interrumpibilidad	8.300	8.300	8.300	8.300	8.300	8.300
Segundo ciclo de combustible nuclear	137	138	138	138	138	138
Tasa prestación de servicios sector eléctrico	20.512	20.530	20.677	20.824	20.877	20.929
Anualidades déficit de actividades reguladas	2.838.475	2.788.475	2.778.475	2.778.475	2.494.312	2.494.312
Imputación de pérdidas	-	-	-	-	-	-
Costes pagos por capacidad (miles €) (E)	390.000	367.000	333.000	305.000	277.000	270.000
Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (miles) (F)	- 26.702	-	-	-	-	-
Total costes regulados (miles €) (G) = (D) + (E) + (F)	17.851.300	17.870.228	18.023.485	18.117.542	18.050.062	18.143.042
Déficit (-)/superávit (*) (miles €) (C) - (G)	9.315	31.885	13.448	15.486	152.241	151.085

Fuente: Escandallo de costes de la propuesta de Orden y Memoria que le acompaña

Como ya se ha indicado, esta Sala considera que en la previsión los ingresos regulados de un ejercicio deberían ser suficientes para cubrir los costes previstos en el mismo ejercicio sin que se dé lugar a la aparición de déficit o superávit. En caso de que apareciera un superávit, debería regularse un mecanismo para el tratamiento de dicho superávit en las liquidaciones provisionales y definitivas.

**ANEXO I. PREVISIÓN DEL Nº DE CLIENTES, POTENCIA
CONTRATADA POR PERIODO HORARIO Y CONSUMO
POR PERIODO HORARIO DESAGREGADA POR PEAJE
DE ACCESO. AÑOS 2017-2022**

ANEXO I. Previsión del número de clientes, potencia contratada por periodo horario y consumo por periodo horario desagregada por peaje de acceso. Años 2017-2022

PREVISIONES CNMC Previsión 2017																
Tarifa	Nº Clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia Contratada (MW)						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	
BAJA TENSION	28.956.364	143.356	142.836	21.222	21.153					73.983.570	28.157.298	8.498.555	0	0	0	110.639.422
2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	25.020.281	101.024	101.024							56.524.657						56.524.657
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	2.371.306	11.387	11.387							3.659.107	6.647.536					10.306.643
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	4.332	21	21							11.207	12.676	15.913				39.796
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	657.241	8.214	8.214							5.594.760						5.594.760
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	163.248	2.027	2.027							1.004.801	1.863.589					2.868.389
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	657	7	7							3.501	3.043	3.314				9.858
3.0 A (Pc > 15 kWh)	739.299	20.675	20.155	21.222	21.153					7.185.537	19.630.455	8.479.327				35.295.319
MEDIDA TENSION	108.149	19.769	18.801	19.727	20.668	13.475	13.607	18.953	8.665.057	13.230.681	9.808.546	6.042.583	7.973.340	29.264.618	74.984.824	
3.1 A (1 kV a 36 kV)	87.598	6.191	5.839	6.510	7.290				3.236.428	6.337.259	6.083.806	0	0	0	15.657.493	
6.1 A	19.380	12.348	11.798	11.994	12.151	12.244	12.364	17.322	4.955.587	6.255.013	3.383.269	5.480.326	7.191.759	26.768.643	54.034.598	
6.1 B	1.171	1.230	1.163	1.223	1.227	1.232	1.243	1.631	473.042	638.408	341.471	562.257	781.581	2.495.974	5.292.733	
ALTA TENSION	2.676	9.203	8.301	8.932	9.233	9.468	9.532	11.621	3.500.578	5.073.403	2.677.631	4.593.469	6.113.386	30.648.485	52.606.953	
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.617	3.190	3.034	3.143	3.187	3.207	3.222	4.170	1.343.368	1.859.519	970.423	1.615.891	2.174.598	10.010.440	17.974.238	
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	428	1.849	1.647	1.873	1.893	1.972	1.995	2.300	675.784	1.004.350	523.126	911.453	1.194.712	6.352.292	10.661.716	
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	630	4.007	3.620	3.916	4.152	4.289	4.315	4.995	1.481.427	2.209.535	1.184.083	2.066.125	2.744.076	14.031.092	23.716.338	
Peaje Trasvase Tajo Segura	1	156	0	0	0	0	0	156	0	0	0	0	0	254.662	254.662	
Total Nacional	29.067.189	172.328	169.938	49.880	51.055	22.944	23.139	30.574	86.149.205	46.461.382	20.984.732	10.636.053	14.086.726	59.913.103	238.231.199	

PREVISIONES CNMC 2018

Tarifa	Nº Clientes	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (MW)						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
BAJA TENSION	29.101.146	142.328.879	141.819	20.797	20.730	0	0	0	74.604.180	28.461.078	8.600.460	0	0	0	111.665.719
2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	25.145.382	100.518.615	100.519						56.976.854						56.976.854
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	2.383.162	11.330.255	11.330						3.688.380	6.700.716	0				10.389.096
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	4.354	21.382	21						11.297	12.777	16.040				40.115
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	660.527	8.172.957	8.173						5.639.518						5.639.518
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	164.064	2.017.219	2.017						1.012.839	1.878.497	0				2.891.336
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	661	7.416	7						3.529	3.068	3.341				9.937
3.0 A (Pc > 15 kWh)	742.996	20.261.036	19.752	20.797	20.730				7.271.763	19.866.020	8.581.079				35.718.862
MEDIDA TENSION	108.582	19.967.119	18.989	19.924	20.875	13.610	13.743	19.142	8.665.057	13.230.681	9.808.546	6.042.583	7.973.340	29.264.618	74.984.824
3.1 A (1 kV a 36 kV)	87.948	6.253.325	5.898	6.575	7.363	0	0	0	3.236.428	6.337.259	6.083.806	0	0	0	15.657.493
6.1 A	19.458	12.471.216	11.916	12.114	12.273	12.366	12.488	17.495	4.955.587	6.255.013	3.383.269	5.480.326	7.191.759	26.768.643	54.034.598
6.1 B	1.176	1.242.578	1.175	1.235	1.239	1.244	1.255	1.647	473.042	638.408	341.471	562.257	781.581	2.495.974	5.292.733
ALTA TENSION	2.699	9.293.555	8.384	9.021	9.325	9.563	9.627	11.736	3.535.584	5.124.137	2.704.407	4.639.404	6.174.520	30.954.970	53.133.023
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.631	3.222.204	3.064	3.174	3.219	3.239	3.254	4.212	1.356.801	1.878.114	980.127	1.632.050	2.196.344	10.110.544	18.153.981
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	432	1.867.835	1.664	1.892	1.912	1.992	2.015	2.323	682.542	1.014.393	528.357	920.567	1.206.659	6.415.815	10.768.333
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	635	4.047.516	3.656	3.955	4.194	4.332	4.358	5.045	1.496.241	2.231.630	1.195.923	2.086.786	2.771.517	14.171.403	23.953.501
Peaje Trasvase Tajo Segura	1	156.000	0	0	0	0	0	156	0	0	0	0	0	257.208	257.208
Total Nacional	29.212.426	171.589.553	169.192	49.742	50.931	23.173	23.370	30.878	86.804.821	46.815.896	21.113.414	10.681.987	14.147.860	60.219.588	239.783.565

PREVISIONES CNMC 2019

Tarifa	Nº Clientes	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (MW)						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
BAJA TENSION	29.250.367	142.328.879	141.819	20.797	20.730	0	0	0	75.064.462	28.841.776	8.746.436	0	0	0	112.652.674
2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	25.271.109	100.518.615	100.519						57.261.738						57.261.738
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	2.395.078	11.330.255	11.330						3.706.822	6.734.219	0				10.441.042
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	4.376	21.382	21						11.354	12.841	16.120				40.315
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	663.830	8.172.957	8.173						5.667.716						5.667.716
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	164.884	2.017.219	2.017						1.017.903	1.887.890	0				2.905.793
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	664	7.416	7						3.547	3.083	3.357				9.987
3.0 A (Pc > 15 kWh)	750.426	20.261.036	19.752	20.797	20.730				7.395.383	20.203.742	8.726.958				36.326.083
MEDIDA TENSION	109.668	20.166.790	19.179	20.123	21.084	13.746	13.880	19.334	8.708.382	13.296.834	9.857.589	6.072.796	8.013.206	29.410.941	75.359.748
3.1 A (1 kV a 36 kV)	88.828	6.315.858	5.957	6.641	7.437	0	0	0	3.252.610	6.368.945	6.114.225	0	0	0	15.735.780
6.1 A	19.652	12.595.928	12.035	12.235	12.395	12.490	12.612	17.670	4.980.365	6.286.288	3.400.186	5.507.728	7.227.718	26.902.486	54.304.771
6.1 B	1.188	1.255.003	1.187	1.247	1.252	1.256	1.268	1.664	475.407	641.600	343.178	565.068	785.489	2.508.454	5.319.197
ALTA TENSION	2.721	9.384.931	8.468	9.111	9.419	9.659	9.724	11.852	3.570.940	5.175.379	2.731.451	4.685.798	6.236.265	31.264.520	53.664.353
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.644	3.254.426	3.095	3.206	3.251	3.271	3.287	4.254	1.370.369	1.896.895	989.928	1.648.371	2.218.307	10.211.650	18.335.520
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	436	1.886.514	1.681	1.911	1.931	2.012	2.035	2.347	689.367	1.024.537	533.640	929.773	1.218.726	6.479.973	10.876.017
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	640	4.087.991	3.692	3.994	4.236	4.375	4.401	5.096	1.511.204	2.253.947	1.207.883	2.107.654	2.799.232	14.313.117	24.193.036
Peaje Traslase Tajo Segura	1	156.000	0	0	0	0	0	156	0	0	0	0	0	259.780	259.780
Total Nacional	29.362.755	171.880.600	169.466	50.031	51.233	23.405	23.604	31.186	87.343.784	47.313.988	21.335.476	10.758.594	14.249.472	60.675.460	241.676.775

PREVISIONES CNMC 2020

Tarifa	Nº Clientes	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (MW)						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
BAJA TENSION	29.457.371	143.040.523	142.529	20.901	20.834	0	0	0	75.866.875	29.271.620	8.894.989	0	0	0	114.033.483
2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	25.448.007	101.021.208	101.021						57.834.356						57.834.356
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	2.411.843	11.386.907	11.387						3.743.890	6.801.562	0				10.545.452
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	4.406	21.489	21						11.467	12.970	16.282				40.718
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	668.477	8.213.822	8.214						5.724.393						5.724.393
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	166.039	2.027.305	2.027						1.028.082	1.906.769	0				2.934.851
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	669	7.453	7						3.582	3.114	3.391				10.087
3.0 A (Pc > 15 kWh)	757.930	20.362.341	19.850	20.901	20.834				7.521.104	20.547.206	8.875.316				36.943.626
MEDIDA TENSION	110.764	20.368.458	19.370	20.324	21.295	13.884	14.019	19.527	8.751.924	13.363.318	9.906.877	6.103.160	8.053.273	29.557.995	75.736.547
3.1 A (1 kV a 36 kV)	89.716	6.379.017	6.016	6.707	7.511	0	0	0	3.268.873	6.400.790	6.144.796	0	0	0	15.814.459
6.1 A	19.849	12.721.888	12.155	12.357	12.519	12.615	12.739	17.847	5.005.267	6.317.720	3.417.187	5.535.267	7.263.856	27.036.999	54.576.295
6.1 B	1.199	1.267.553	1.199	1.260	1.264	1.269	1.280	1.680	477.784	644.808	344.894	567.894	789.416	2.520.997	5.345.793
ALTA TENSION	2.744	9.477.220	8.552	9.202	9.513	9.755	9.821	11.969	3.606.649	5.227.133	2.758.766	4.732.656	6.298.628	31.577.165	54.200.997
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.658	3.286.970	3.126	3.238	3.284	3.304	3.320	4.296	1.384.073	1.915.864	999.828	1.664.854	2.240.490	10.313.766	18.518.876
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	439	1.905.379	1.697	1.930	1.951	2.032	2.056	2.370	696.261	1.034.782	538.977	939.071	1.230.913	6.544.773	10.984.777
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	646	4.128.871	3.729	4.034	4.278	4.419	4.445	5.147	1.526.316	2.276.486	1.219.961	2.128.731	2.827.225	14.456.248	24.434.966
Peaje Trasmase Tajo Segura	1	156.000	0	0	0	0	0	156	0	0	0	0	0	262.378	262.378
Total Nacional	29.570.879	172.886.202	170.451	50.428	51.641	23.639	23.840	31.496	88.225.448	47.862.070	21.560.631	10.835.816	14.351.900	61.135.160	243.971.026

PREVISIONES CNMC 2021

Tarifa	Nº Clientes	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (MW)						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
BAJA TENSION	29.665.846	143.857.538	143.340	21.110	21.042	0	0	0	76.678.191	29.708.166	9.046.066	0	0	0	115.432.423
2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	25.626.143	101.526.314	101.526						58.412.699						58.412.699
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	2.428.726	11.443.841	11.444						3.781.329	6.869.577	0				10.650.906
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	4.437	21.596	22						11.582	13.099	16.445				41.125
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	673.156	8.254.891	8.255						5.781.637						5.781.637
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	167.201	2.037.442	2.037						1.038.363	1.925.836	0				2.964.199
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	673	7.490	7						3.618	3.145	3.425				10.188
3.0 A (Pc > 15 kWh)	765.509	20.565.964	20.049	21.110	21.042				7.648.963	20.896.509	9.026.196				37.571.668
MEDIDA TENSION	111.872	20.572.143	19.564	20.528	21.507	14.022	14.159	19.722	8.817.563	13.463.543	9.981.178	6.148.934	8.113.672	29.779.680	76.304.571
3.1 A (1 kV a 36 kV)	90.613	6.442.807	6.077	6.775	7.586	0	0	0	3.293.390	6.448.796	6.190.882	0	0	0	15.933.068
6.1 A	20.047	12.849.107	12.277	12.481	12.644	12.741	12.866	18.025	5.042.806	6.365.103	3.442.816	5.576.781	7.318.335	27.239.776	54.985.617
6.1 B	1.211	1.280.229	1.211	1.272	1.277	1.282	1.293	1.697	481.367	649.644	347.481	572.153	795.337	2.539.904	5.385.886
ALTA TENSION	2.767	9.570.432	8.638	9.294	9.608	9.853	9.919	12.087	3.642.716	5.279.404	2.786.354	4.779.983	6.361.614	31.892.936	54.743.007
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.672	3.319.840	3.157	3.270	3.317	3.337	3.353	4.339	1.397.914	1.935.023	1.009.826	1.681.503	2.262.895	10.416.904	18.704.064
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	443	1.924.433	1.714	1.949	1.970	2.052	2.076	2.394	703.224	1.045.130	544.366	948.461	1.243.222	6.610.220	11.094.624
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	651	4.170.160	3.767	4.075	4.321	4.463	4.490	5.198	1.541.579	2.299.251	1.232.161	2.150.018	2.855.497	14.600.810	24.679.316
Peaje Trasvase Tajo Segura	1	156.000	0	0	0	0	0	156	0	0	0	0	0	265.002	265.002
Total Nacional	29.780.485	174.000.113	171.542	50.932	52.158	23.875	24.078	31.809	89.138.470	48.451.113	21.813.597	10.928.917	14.475.286	61.672.617	246.480.001

PREVISIONES CNMC 2022

Tarifa	Nº Clientes	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (MW)						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
BAJA TENSION	29.875.803	144.679.655	144.157	21.321	21.253	0	0	0	77.498.516	30.151.523	9.199.710	0	0	0	116.849.749
2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	25.805.526	102.033.945	102.034						58.996.826						58.996.826
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	2.445.727	11.501.060	11.501						3.819.143	6.938.273	0				10.757.416
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	4.468	21.704	22						11.698	13.230	16.609				41.537
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	677.868	8.296.165	8.296						5.839.453						5.839.453
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	168.371	2.047.629	2.048						1.048.747	1.945.095	0				2.993.841
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	678	7.527	8						3.654	3.176	3.459				10.290
3.0 A (Pc > 15 kWh)	773.165	20.771.624	20.249	21.321	21.253				7.778.996	21.251.749	9.179.642				38.210.386
MEDIDA TENSION	112.991	20.777.864	19.760	20.733	21.723	14.163	14.301	19.920	8.883.695	13.564.520	10.056.037	6.195.051	8.174.525	30.003.028	76.876.855
3.1 A (1 kV a 36 kV)	91.519	6.507.235	6.137	6.842	7.662	0	0	0	3.318.090	6.497.162	6.237.313	0	0	0	16.052.566
6.1 A	20.248	12.977.598	12.400	12.605	12.771	12.868	12.995	18.205	5.080.627	6.412.841	3.468.637	5.618.607	7.373.223	27.444.075	55.398.009
6.1 B	1.223	1.293.031	1.223	1.285	1.289	1.294	1.306	1.714	484.977	654.517	350.087	576.444	801.302	2.558.953	5.426.280
ALTA TENSION	2.790	9.664.577	8.724	9.387	9.704	9.951	10.018	12.206	3.679.143	5.332.198	2.814.217	4.827.782	6.425.230	32.211.866	55.290.437
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.686	3.353.038	3.189	3.303	3.350	3.370	3.387	4.383	1.411.893	1.954.373	1.019.924	1.698.318	2.285.524	10.521.073	18.891.105
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	447	1.943.677	1.731	1.969	1.990	2.073	2.097	2.418	710.256	1.055.582	549.810	957.946	1.255.655	6.676.323	11.205.571
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	657	4.211.862	3.804	4.115	4.364	4.508	4.535	5.250	1.556.994	2.322.244	1.244.483	2.171.518	2.884.052	14.746.818	24.926.109
Peaje Traslase Tajo Segura	1	156.000	0	0	0	0	0	156	0	0	0	0	0	267.652	267.652
Total Nacional	29.991.584	175.122.096	172.641	51.441	52.679	24.114	24.319	32.126	90.061.354	49.048.241	22.069.964	11.022.833	14.599.755	62.214.894	249.017.041

ANEXO II. PREVISIÓN DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY 15/2012. AÑOS 2017-2022

ANEXO II. Previsión de ingresos procedentes de la Ley 15/2012. Años 2017-2022

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.

Se indica que la previsión de ingresos por la aplicación de la Ley 15/2012 del ejercicio 2017 se ha modificado ligeramente dado a que se dispone de información más actualizada. A continuación se detallan las hipótesis consideradas en la estimación de los ingresos derivados de la aplicación de la Ley 15/2012 para el periodo 2018-2022.

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

Se ha considerado el mismo precio de mercado que el de la propuesta de Orden, según la Memoria que le acompaña.

- Cobertura de la demanda en el sistema peninsular 2018-2022

- La producción hidráulica y nuclear prevista para el periodo 2018-2022 se corresponde con un año medio, considerando el promedio del periodo 2010-2016, excluido el 2012, según la información publicada por el Operador del Sistema.
- La producción de los ciclos combinados y de las instalaciones de cogeneración para el periodo 2018-2022 se corresponde con la previsión de la CNMC de consumo de gas, confeccionada a efectos de la elaboración del informe preceptivo sobre la propuesta de Orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema de gas natural para el periodo 2017-2022.
- En la estimación de la producción renovable, excluida la cogeneración se ha considera el incremento de potencia previsto a 2020 en el Documento de planificación y se aumenta linealmente desde la previsión de la CNMC para 2017. Para los ejercicios 2021 y 2022 no se considera incrementos de potencia adicionales.

- Se mantiene para todo el periodo la previsión del ejercicio 2017 para los consumos en bombeos, el enlace con Baleares y el saldo físico internacional.
 - La producción con centrales térmicas de carbón se calcula como diferencia entre la demanda en b.c. prevista para el periodo y la suma de la producción con el resto de tecnologías.
- Cobertura de la demanda en los sistemas no peninsulares 2018-2022
 - La producción de las instalaciones de producción renovable, cogeneración y residuos aumenta durante el periodo 2018-2022, en línea con el incremento de potencia previsto para el periodo.
 - La producción de las centrales de gas natural se corresponde con la previsión de demanda de gas natural de la CNMC de consumo de gas, confeccionada a efectos de la elaboración del informe preceptivo sobre la propuesta de Orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema de gas natural para el periodo 2018-2022. Al respecto se indica que dicha previsión considera que la planta de regasificación de Tenerife entrará en funcionamiento en 2020 y la de Gran Canarias en 2021.
 - La producción del resto de tecnologías se calcula por diferencia con la demanda prevista, teniendo en cuenta que a partir de 2018 las centrales de fuel y gasoil son desplazadas por centrales de gas natural.

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

Año	Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (miles €)
2017	1.506.692
2018	1.490.474
2019	1.503.073
2020	1.500.005
2021	1.515.395
2022	1.527.648

Fuente: CNMC y OS

Impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica e impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas

No se dispone de información suficiente para realizar una estimación del impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica y el impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos

radiactivos en instalaciones centralizadas, por lo que se mantiene durante el periodo la previsión del informe elaborado en respuesta a la solicitud de datos por parte de la DGPEM para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para el año 2017.

Cuadro 2. Previsión del impuesto sobre la producción y almacenamiento de residuos nucleares

Año	Impuesto sobre la producción y almacenamiento de residuos nucleares (Miles de €)
2017	271.724
2018	271.724
2019	271.724
2020	271.724
2021	271.724
2022	271.724

Fuente: CNMC

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, regula el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica en las demarcaciones intercomunitarias.

El citado real decreto establece, con carácter general, un gravamen del 22 por ciento sobre el valor económico de la energía hidroeléctrica producida, y medida en barras de central, en cada período impositivo anual por el concesionario mediante la utilización y aprovechamiento del dominio público hidráulico. No obstante, el canon se reduce en un 90 por ciento para las instalaciones hidroeléctricas de potencia igual o inferior a 50 MW y para las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología hidráulica de bombeo y potencia superior a 50 MW. Finalmente, el 2 por ciento del canon recaudado será considerado un ingreso del organismo de cuenca, mientras que el 98 por ciento restante será ingresado en el Tesoro Público por el organismo recaudador.

En la estimación de los ingresos procedentes del canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica se ha tenido la información aportada en la Memoria que acompaña al Real Decreto 198/2015⁹,

⁹ Disponible en http://transparencia.gob.es/es_ES/buscar/contenido/normavigente/NormaEV03D2-20151101

según la cual las cuencas intracomunitarias representan el 7,2% de la potencia instalada

Cuadro 3. Previsión del canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica

Año	Canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica (miles €)
2017	288.174
2018	260.732
2019	262.293
2020	259.920
2021	259.920
2022	259.920

Fuente: CNMC y OS

Ingresos procedentes de impuestos especiales

Los ingresos procedentes de los impuestos especiales sobre el carbón e hidrocarburos se han estimado teniendo en cuenta la cobertura de la demanda prevista para el periodo por la CNMC.

Cuadro 4. Previsión de los impuestos especiales

Año	Impuestos especiales sobre los hidrocarburos (miles €)	Impuesto especial sobre el carbón (miles €)
2017	456.082	276.900
2018	456.567	274.525
2019	456.766	270.556
2020	456.536	267.724
2021	456.049	280.434
2022	454.975	297.493

Fuente: CNMC y OS

Ingresos procedentes de la subasta de los derechos de CO₂

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

Los ingresos procedentes de la subasta de los derechos de emisión resultan de aplicar a los volúmenes de emisión previstos por el Ministerio de Agricultura Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA) los precios de las cotizaciones a futuro de CO₂, respetando el límite de la Disposición adicional quinta de la Ley 17/2012.

Cabe señalar que para el periodo 2018-2022 se han previsto los ingresos máximos establecidos por ley (450 millones de euros).

Cuadro 5. 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 €)
2017	418.500
2018	450.000
2019	450.000
2020	450.000
2021	450.000
2022	450.000

Fuente: CNMC, ICE CENTER REPORT, Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente

En los cuadros siguientes se muestra con mayor grado de detalle la previsión para cada uno de los ejercicios de los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012.

2017	TECNOLOGÍA	Generación (GWh)	Ingresos medios generación (€/MWh)	Ingresos generación (Miles €)	Recaudación Impuesto sobre la producción (Miles €)	Impuesto especial €/MWh	Recaudación Estado Impuesto Carbón (Miles €)	Recaudación Estado I.IEE. hidrocarburos (Miles €)	Recaudación Impuesto nuclear (Miles €)	Canon hidráulico €/MWh	Recaudación canon hidráulico (Miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (Miles €)
	Nuclear	52.762	42	2.198.294	153.881				271.724			425.605
	Hidráulica	30.967	45	1.395.482	97.684					0,20	279.271	376.954
	Bombeo generación	3.441	62	212.482	14.874					0,02	4.351	19.224
	Carbón	39.438	61	2.412.644	168.885	6,69	263.671					432.556
	CCGT	23.342	92	2.146.634	150.264							150.264
Generación Eléctrica Peninsular	Resto hidráulica	6.302	40	250.235	17.516					0,02	4.553	22.069
	Eólica	49.518	35	1.714.138	119.990							119.990
	Solar fotovoltaica	7.726	45	348.001	24.360							24.360
	Solar térmica	4.953	45	223.110	15.618							15.618
	Térmica renovable	6.582	44	288.069	20.165							20.165
	Cogeneración y tratamiento de residuos	24.277	44	1.062.469	74.373	0,38		9.253				83.626
	RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA			6.958.431	487.090							487.090
	PAGOS POR CAPACIDAD			403.514	28.246							28.246
	Producción exenta IIEE	8.609	137	1.181.792	82.725							82.725
	Producción - Gas Natural	881	137	120.958	8.467							8.467
Generación Eléctrica Territorios No Peninsulares	Producción -Carbón	1.979	137	271.629	19.014	6,69	13.229					32.243
	Producción - Fuel	883	137	121.203	8.484	3,08		2.718				11.203
	Producción - Gasoil	248	137	34.022	2.382	5,76		1.427				3.808
	Régimen retributivo específico exento IIEE	1.121	42	47.424	3.320							3.320
	Régimen retributivo específico - Gas natural	22	42	939	66							66
	Régimen retributivo específico - Gasoil	9	42	369	26	5,76		50				76
	RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA			132.340	9.264							9.264
Gas Natural	GN CCG	55.801				2,34		130.574				130.574
	GN cogeneración	62.195				1,44		89.560				89.560
	GN uso industrial	130.786				0,54		70.625				70.625
	GN uso doméstico	64.903				2,34		151.874				151.874
					1.506.692		276.900	456.082	271.724		288.174	2.799.572

2018	TECNOLOGÍA	Generación (GWh)	Ingresos medios generación (€/MWh)	Ingresos generación (Miles €)	Recaudación Impuesto sobre la producción (Miles €)	Impuesto especial €/MWh	Recaudación Estado Impuesto Carbón (Miles €)	Recaudación Estado II.EE. hidrocarburos (Miles €)	Recaudación Impuesto nuclear (Miles €)	Canon hidráulico €/MWh	Recaudación canon hidráulico (Miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (Miles €)
Generación Eléctrica Peninsular	Nuclear	54.644	41	2.246.596	157.262				271.724			428.986
	Hidráulica	28.312	44	1.258.944	88.126					0,20	251.946	340.072
	Bombeo generación	3.441	61	209.671	14.677					0,02	4.293	18.970
	Carbón	39.090	60	2.359.715	165.180	6,69	261.343					426.523
	CCGT	23.342	91	2.118.244	148.277							148.277
	Resto hidráulica	6.302	39	246.926	17.285					0,02	4.492	21.777
	Eólica	51.337	34	1.753.575	122.750							122.750
	Solar fotovoltaica	8.012	44	356.117	24.928							24.928
	Solar térmica	5.064	44	225.095	15.757							15.757
	Térmica renovable	6.721	43	290.253	20.318							20.318
Cogeneración y tratamiento de residuos	24.796	43	1.070.818	74.957	0,38		9.451				84.408	
PAGOS POR CAPACIDAD				387.019	27.091							27.091
Generación Eléctrica Territorios No Peninsulares	Producción exenta IIEE	8.578	137	1.177.585	82.431							82.431
	Producción - Gas Natural	881	137	120.988	8.469							8.469
	Producción - Carbón	1.972	137	270.662	18.946	6,69	13.182					32.128
	Producción - Fuel	880	137	120.772	8.454	3,08		2.709				11.163
	Producción - Gasoil	247	137	33.901	2.373	5,76		1.422				3.795
	Régimen retributivo específico exento IIEE	1.371	42	57.234	4.006							4.006
	Régimen retributivo específico - Gas natural	22	42	926	65							65
Régimen retributivo específico - Gasoil	9	42	364	26	5,76		50				76	
RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA				6.987.080	489.096							489.096
Gas Natural	GN CCG	55.801				2,34		130.574				
	GN cogeneración	62.195				1,44		89.560				89.560
	GN uso industrial	132.456				0,54		71.526				71.526
	GN uso doméstico	64.648				2,34		151.275				151.275
					1.490.474		274.525	456.567	271.724		260.732	2.623.448

2019	TECNOLOGÍA	Generación (GWh)	Ingresos medios generación (€/MWh)	Ingresos generación (Miles €)	Recaudación Impuesto sobre la producción (Miles €)	Impuesto especial €/MWh	Recaudación Estado Impuesto Carbón (Miles €)	Recaudación Estado I.EE. hidrocarburos (Miles €)	Recaudación Impuesto nuclear (Miles €)	Canon hidráulico €/MWh	Recaudación canon hidráulico (Miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (Miles €)	
Generación Eléctrica Peninsular	Nuclear	54.644	41	2.260.049	158.203				271.724			429.927	
	Hidráulica	28.312	45	1.266.482	88.654					0,20	253.455	342.109	
	Bombeo generación	3.441	61	210.927	14.765					0,02	4.319	19.084	
	Carbón	38.481	61	2.336.893	163.582	6,69	257.275					420.857	
	CCGT	23.332	91	2.130.076	149.105							149.105	
	Resto hidráulica	6.302	39	248.405	17.388					0,02	4.519	21.908	
	Eólica	53.155	34	1.826.554	127.859								127.859
	Solar fotovoltaica	8.298	34	285.153	19.961								19.961
	Solar térmica	5.175	45	231.409	16.199								16.199
	Térmica renovable	6.854	43	297.782	20.845								20.845
	Cogeneración y tratamiento de residuos	24.829	43	1.078.645	75.505	0,38		9.464					84.969
	PAGOS POR CAPACIDAD			357.885	25.052								25.052
	Generación Eléctrica Territorios No Peninsulares	Producción exenta IIEE	8.643	137	1.186.478	83.053							83.053
Producción - Gas Natural		881	137	120.988	8.469							8.469	
Producción - Carbón		1.987	137	272.706	19.089	6,69	13.281					32.371	
Producción - Fuel		886	137	121.684	8.518	3,08		2.729				11.247	
Producción - Gasoil		249	137	34.157	2.391	5,76		1.432				3.823	
Régimen retributivo específico exento IIEE		1.496	42	62.827	4.398								4.398
RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA	Régimen retributivo específico - Gas natural	22	42	932	65							65	
	Régimen retributivo específico - Gasoil	9	42	367	26	5,76		50				76	
				7.142.080	499.946							499.946	
Gas Natural	GN CCG	55.780				2,34		130.525				130.525	
	GN cogeneración	62.195				1,44		89.560				89.560	
	GN uso industrial	134.144				0,54		72.438				72.438	
	GN uso doméstico	64.345				2,34		150.568				150.568	
					1.503.073		270.556	456.766	271.724		262.293	2.764.413	

2020	TECNOLOGÍA	Generación (GWh)	Ingresos medios generación (€/MWh)	Ingresos generación (Miles €)	Recaudación Impuesto sobre la producción (Miles €)	Impuesto especial €/MWh	Recaudación Estado Impuesto Carbón (Miles €)	Recaudación Estado II.EE. hidrocarburos (Miles €)	Recaudación Impuesto nuclear (Miles €)	Canon hidráulico €/MWh	Recaudación canon hidráulico (Miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (Miles €)	
Generación Eléctrica Peninsular	Nuclear	54.644	41	2.239.601	156.772				271.724			428.496	
	Hidráulica	28.312	44	1.255.024	87.852					0,20	251.162	339.013	
	Bombeo generación	3.441	61	209.019	14.631					0,02	4.280	18.911	
	Carbón	38.154	60	2.296.076	160.725	6,69	255.089					415.814	
	CCGT	23.314	90	2.109.115	147.638							147.638	
	Resto hidráulica	6.302	39	246.157	17.231					0,02	4.478	21.709	
	Eólica	54.973	34	1.871.941	131.036								131.036
	Solar fotovoltaica	8.584	34	292.316	20.462								20.462
	Solar térmica	5.286	44	234.236	16.397								16.397
	Térmica renovable	6.983	43	300.612	21.043								21.043
	Cogeneración y tratamiento de residuos	24.860	43	1.070.234	74.916	0,38		9.475					84.392
	PAGOS POR CAPACIDAD				322.851	22.600							22.600
Generación Eléctrica Territorios No Peninsulares	Producción exenta IIEE	8.902	137	1.222.044	85.543							85.543	
	Producción - Gas Natural	881	137	120.891	8.462							8.462	
	Producción - Carbón	1.890	137	259.441	18.161	6,69	12.635					30.796	
	Producción - Fuel	843	137	115.765	8.104	3,08		2.596				10.700	
	Producción - Gasoil	237	137	32.495	2.275	5,76		1.363				3.637	
	Régimen retributivo específico exento IIEE	1.621	42	67.461	4.722								4.722
RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA	Régimen retributivo específico - Gas natural	22	42	923	65							65	
	Régimen retributivo específico - Gasoil	9	42	363	25	5,76		50				76	
					7.162.080	501.346						501.346	
Gas Natural	GN CCG	55.735				2,34		130.420				130.420	
	GN cogeneración	62.195				1,44		89.560				89.560	
	GN uso industrial	135.705				0,54		73.281				73.281	
	GN uso doméstico	64.013				2,34		149.790				149.790	
					1.500.005		267.724	456.536	271.724		259.920	2.755.910	

2021	TECNOLOGÍA	Generación (GWh)	Ingresos medios generación (€/MWh)	Ingresos generación (Miles €)	Recaudación Impuesto sobre la producción (Miles €)	Impuesto especial €/MWh	Recaudación Estado Impuesto Carbón (Miles €)	Recaudación Estado I.I.EE. hidrocarburos (Miles €)	Recaudación Impuesto nuclear (Miles €)	Canon hidráulico €/MWh	Recaudación canon hidráulico (Miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (Miles €)	
Generación Eléctrica Peninsular	Nuclear	54.644	41	2.239.601	156.772				271.724			428.496	
	Hidráulica	28.312	44	1.255.024	87.852					0,20	251.162	339.013	
	Bombeo generación	3.441	61	209.019	14.631					0,02	4.280	18.911	
	Carbón	40.228	60	2.420.865	169.461	6,69	268.953					438.414	
	CCGT	23.286	90	2.106.584	147.461							147.461	
	Resto hidráulica	6.302	39	246.157	17.231					0,02	4.478	21.709	
	Eólica	54.973	34	1.871.941	131.036								131.036
	Solar fotovoltaica	8.584	34	292.316	20.462								20.462
	Solar térmica	5.286	44	234.236	16.397								16.397
	Térmica renovable	6.983	43	300.612	21.043								21.043
	Cogeneración y tratamiento de residuos	24.860	43	1.070.234	74.916	0,38		9.475					84.392
	PAGOS POR CAPACIDAD				308.180	21.573							21.573
Generación Eléctrica Territorios No Peninsulares	Producción exenta IIEE	9.409	137	1.291.711	90.420							90.420	
	Producción - Gas Natural	880	137	120.746	8.452							8.452	
	Producción -Carbón	1.717	137	235.736	16.501	6,69	11.481					27.982	
	Producción - Fuel	766	137	105.187	7.363	3,08		2.359				9.722	
	Producción - Gasoil	215	137	29.526	2.067	5,76		1.238				3.305	
	Régimen retributivo específico exento IIEE	1.621	42	67.461	4.722							4.722	
RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA	Régimen retributivo específico - Gas natural	22	42	923	65							65	
	Régimen retributivo específico - Gasoil	9	42	363	25	5,76		50				76	
					7.242.080	506.946						506.946	
Gas Natural	GN CCG	55.668				2,34		130.264				130.264	
	GN cogeneración	62.195				1,44		89.560				89.560	
	GN uso industrial	137.283				0,54		74.133				74.133	
	GN uso doméstico	63.662				2,34		148.969				148.969	
					1.515.395		280.434	456.049	271.724		259.920	2.783.521	

2022	TECNOLOGÍA	Generación (GWh)	Ingresos medios generación (€/MWh)	Ingresos generación (Miles €)	Recaudación Impuesto sobre la producción (Miles €)	Impuesto especial €/MWh	Recaudación Estado Impuesto Carbón (Miles €)	Recaudación Estado I.E.E. hidrocarburos (Miles €)	Recaudación Impuesto nuclear (Miles €)	Canon hidráulico €/MWh	Recaudación canon hidráulico (Miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (Miles €)	
Generación Eléctrica Peninsular	Nuclear	54.644	41	2.239.601	156.772				271.724			428.496	
	Hidráulica	28.312	44	1.255.024	87.852					0,20	251.162	339.013	
	Bombeo generación	3.441	61	209.019	14.631					0,02	4.280	18.911	
	Carbón	42.843	60	2.578.221	180.475	6,69	286.435					466.910	
	CCGT	23.249	90	2.103.214	147.225							147.225	
	Resto hidráulica	6.302	39	246.157	17.231					0,02	4.478	21.709	
	Eólica	54.973	34	1.871.941	131.036							131.036	
	Solar fotovoltaica	8.584	34	292.316	20.462							20.462	
	Solar térmica	5.286	44	234.236	16.397							16.397	
	Térmica renovable	8.688	43	374.007	26.181							26.181	
	Cogeneración y tratamiento de residuos	23.155	43	996.833	69.778	0,38		8.826				78.604	
	PAGOS POR CAPACIDAD			292.089	20.446								20.446
	Generación Eléctrica Territorios No Peninsulares	Producción exenta IIEE	9.781	137	1.342.682	93.988							93.988
Producción - Gas Natural		878	137	120.552	8.439							8.439	
Producción -Carbón		1.654	137	227.065	15.895	6,69	11.058					26.953	
Producción - Fuel		738	137	101.318	7.092	3,08		2.272				9.365	
Producción - Gasoil		207	137	28.440	1.991	5,76		1.193				3.183	
Régimen retributivo específico exento IIEE		1.621	42	67.461	4.722							4.722	
RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA	Régimen retributivo específico - Gas natural	22	42	923	65							65	
	Régimen retributivo específico - Gasoil	9	42	363	25	5,76		50				76	
				7.242.080	506.946							506.946	
Gas Natural	GN CCG	55.579				2,34		130.055				130.055	
	GN cogeneración	62.195				1,44		89.560				89.560	
	GN uso industrial	138.729				0,54		74.914				74.914	
	GN uso doméstico	63.293				2,34		148.105				148.105	
					1.527.648		297.493	454.975	271.724		259.920	2.811.760	

ANEXO III. PREVISIÓN DE LA ANUALIDADES PARA LA FINANCIACIÓN DEL DÉFIT. AÑOS 2017-2022

ANEXO III. Previsión de las anualidades para la financiación del déficit. Años 2017-2022

1. Proyección de anualidades correspondientes a FADE

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

En este sentido, el importe de las emisiones de FADE realizadas en 2016 se han destinado a refinanciar vencimientos de bonos emitidos por FADE. De la misma manera, todas las emisiones a realizar por el Fondo en el período 2017-2022 estarán destinadas a refinanciación.

Las emisiones destinadas a refinanciaciones no incrementan la deuda del sistema eléctrico con FADE y, por lo tanto, no generan ninguna anualidad, sino que únicamente es necesario incorporar un ajuste a la misma dentro del ejercicio en curso, en función de la variación de la TIR media ponderada del Fondo, con respecto a la TIR media ponderada de las emisiones vivas a 30 de noviembre del año anterior, incluidas comisiones, más 30 puntos básicos. Análogamente, es necesario incorporar un ajuste a la anualidad como consecuencia de las amortizaciones de bonos.

Se ha considerado la anualidad de FADE de 2017 del *“Acuerdo por el que se remite a la Dirección General de Política Energética y Minas datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2017”* (INF/DE/142/16), que coincide con el valor de la propuesta de orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017, dado que no han tenido lugar nuevas emisiones de FADE ni amortizaciones de bonos respecto de las consideradas en dicho informe.

En cuanto a la previsión de las anualidades de FADE entre los años 2018 y 2022, se ha considerado la proyección realizada en el *“Informe sobre la evolución de las cuantías asociadas al déficit del sector eléctrico”* (INF/DE/007/16), aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC en fecha 28 de abril de 2016.

Como consecuencia de lo anterior, para la previsión de las anualidades asociadas a FADE en el periodo de 2017-2022, se han obtenido los importes que se muestran a continuación.

**Cuadro 1. Previsión de las anualidades asociadas a FADE en el periodo 2017-2022
(miles €)**

	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020	AÑO 2021	AÑO 2022
PREVISIÓN ANUALIDAD FADE (miles €)	2.185.022,40	2.101.305,65	2.089.992,84	2.110.867,93	2.045.068,50	2.074.121,05

Fuente: CNMC

2. PROYECCIÓN DE LAS ANUALIDADES DEL DÉFICIT DE ACTIVIDADES REGULADAS DEL EJERCICIO 2005 Y ADJUDICATARIOS DE LA 2ª SUBASTA DEL DÉFICIT EX ANTE

Se ha estimado la proyección de las anualidades del Déficit 2005 partiendo de la anualidad correspondiente al año 2017 incluida por en el “Informe sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017”. Dicho importe de la anualidad de 2017 correspondiente al derecho de cobro por la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas del ejercicio 2005 asciende a 281.138,12 miles de euros, según el detalle del cálculo que se ha incluido en el informe mencionado. Esta anualidad se ha proyectado hasta 2020, año en que quedará satisfecho este derecho de cobro.

También se ha estimado la proyección de las anualidades correspondientes a los adjudicatarios de la 2ª subasta del déficit ex ante partiendo de la anualidad del año 2017 incluida en dicho informe, y que asciende a 94.437,12 miles de euros, según el detalle del cálculo incluido en el anterior informe.

Tanto el Déficit 2005 como el Déficit Ex Ante se satisfacen a través de una anualidad que se calcula cada año n teniendo en cuenta, como tipo de interés de aplicación, la cotización promedio del Euribor a 3 meses de noviembre del año n-1 (sin diferencial, en el caso del Déficit 2005, y considerando un diferencial de 65 puntos básicos, en el caso del Déficit Ex Ante).

Por ello, la evolución de la anualidad de ambos derechos de cobro, para el periodo 2017-2022, depende de la evolución de la cotización del Euribor a 3 meses, que en noviembre de 2016 ha sido del -0,317%. De forma consistente con la proyección de las anualidades relativas a ambos derechos de cobro realizadas en el “Informe sobre la evolución de las cuantías asociadas al déficit del sector eléctrico” (INF/DE/007/16), aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC en fecha 28 de abril de 2016, se ha estimado que, de 2018 a 2022, no hay variaciones en el tipo de interés con respecto al utilizado para calcular las anualidades correspondientes al ejercicio 2017.

Cuadro 2. Previsión de las anualidades del déficit 2005 y del déficit ex ante en el periodo 2017-2022 (miles €)

	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020	AÑO 2021	AÑO 2022
Euribor 3M noviembre año anterior (%)						
	-0,317%	-0,317%	-0,317%	-0,317%	-0,317%	-0,317%
Anualidad (miles €)						
Déficit 2005	281.138,12	281.138,12	281.138,12	281.138,12	-	-
Déficit Ex Ante	94.437,12	94.437,06	94.437,06	94.437,06	94.437,06	94.437,06

Fuente: CNMC

3. PROYECCIÓN DE LAS ANUALIDADES DEL DÉFICIT 2013

En el caso del Déficit 2013, la anualidad es constante a lo largo del periodo 2017-2022, y asciende a 277.761,01 miles de euros. El tipo de interés es fijo a lo largo de dicho periodo, y es del 2,195%.

4. PROYECCIÓN DE LOS PAGOS TOTALES POR ANUALIDADES DEL DÉFICIT DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS

Una vez estimadas las anualidades correspondientes a las distintas categorías del déficit de las actividades reguladas del sector eléctrico, se ha procedido a calcular la previsión del total de anualidades del déficit en el periodo 2017-2022, que se muestran en el cuadro a continuación.

Cuadro 3. Previsión de los pagos totales por anualidades del déficit de las actividades reguladas en el periodo 2017-2022 (miles €)

	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020	AÑO 2021	AÑO 2022
Anualidades FADE	2.185.022,40	2.101.305,65	2.089.992,84	2.110.867,93	2.045.068,50	2.074.121,05
Anualidades Déficit 2005	281.138,12	281.138,12	281.138,12	281.138,12	-	-
Anualidades Déficit Ex Ante	94.437,12	94.437,06	94.437,06	94.437,06	94.437,06	94.437,06
Anualidades Déficit 2013	277.761,01	277.761,01	277.761,01	277.761,01	277.761,01	277.761,01
PREVISIÓN TOTAL PAGOS ANUALIDADES DÉFICIT ACTIVIDADES REGULADAS (miles €)	2.838.358,65	2.754.641,84	2.743.329,03	2.764.204,12	2.417.266,57	2.446.319,12

Fuente: CNMC

A la vista de lo anterior, se observa que la previsión total de pagos por anualidades del déficit de las actividades reguladas, si bien disminuye entre los años 2017 y 2022, aumenta puntualmente en los ejercicios 2020 y 2022. Este hecho se debe a que, al haberse realizado las últimas refinanciaciones del Fondo a tipos de interés significativamente bajos, las operaciones de refinanciación y amortización que se produzcan a lo largo del periodo 2017-2022, no siempre supondrán una disminución del valor de la TIR media

ponderada del Fondo, como ha venido ocurriendo en los últimos años, sino que supondrán un incremento de dicha TIR media ponderada en ciertos casos.

Adicionalmente, se señala que los pagos totales de anualidades disminuyen significativamente en 2021, debido a la satisfacción en 2020 del derecho de cobro asociado al Déficit 2005.

