



**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 2015-2020**

21 de mayo de 2015

IPN/DE/005/15

www.cnmc.es

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 2015-2020**Expediente núm.: IPN/DE/005/15****SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA****Presidenta**D^a. María Fernández Pérez**Consejeros**

D. Eduardo García Matilla

D. Josep Maria Guinart Solà

D^a. Clotilde de la Higuera González

D. Diego Rodríguez Rodríguez

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 21 de mayo de 2015

Vista 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 2015-2020, la Sala de Supervisión Regulatoria, en ejercicio de las competencias de la CNMC en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión y en aplicación del artículo 5.2 a) y en el artículo 13 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, acuerda emitir el siguiente informe:

1. Objeto y antecedentes

Este informe tiene por objeto dar respuesta al oficio de la Secretaría de Estado de Energía (en adelante SEE) del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, (en adelante MINETUR) con entrada en el registro general de la CNMC con fecha 25 de marzo de 2015, por el que se solicita la emisión de 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 eléctrico para el periodo 2015-2020».

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 automáticas 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 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 25 de marzo de 2015 tuvo entrada en la Comisión un escrito del Secretario de Estado adjuntando la Propuesta de Orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sector eléctrico para el periodo 2015-2020 (en adelante, propuesta de Orden), junto con la correspondiente Memoria justificativa, solicitando el informe preceptivo.

Según se recoge en la exposición de motivos de la propuesta Orden, se ha tomado como punto de partida la previsión de demanda, ingresos y costes previstos para el ejercicio 2015 en la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015.

Al respecto se indica que la previsión de demanda, ingresos y costes para el ejercicio 2015 de la Orden IET/2444/2014 tiene en cuenta las consideraciones realizadas por la CNMC en su informe¹ sobre la propuesta de Orden, centrándose las principales diferencias en la previsión de retribución específica de la producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos, el impacto de las refacturaciones derivadas de la aplicación del Real Decreto-ley 9/2013 y la diferente previsión de los costes asociados a los pagos por capacidad.

Finalmente, se indica que el pasado 4 de marzo de 2015 tuvo entrada en el registro de la CNMC escrito de la Secretaría de Estado de Energía en el que se solicita a la CNMC informe preceptivo sobre la “Propuesta de planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020” (en adelante Documento de planificación).

La Sala de Supervisión Regulatoria, en su reunión de 16 de abril de 2015, emitió, de conformidad con el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, el “Informe sobre la propuesta de Planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020”. En el citado informe, se analiza, entre otros aspectos, la proyección de la demanda en el periodo 2016-2020.

¹ Disponible en:

<http://www.cnmc.es/Energ%C3%ADa/Informes/tabid/874/u2371q/207065616A65732064652061636365736F/language/es-ES/Default.aspx>

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 2015-2020.

3. Consideraciones generales

3.1. Sobre la información aportada en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Uno de los instrumentos que contempla la Ley 24/2013 para asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema es la obligación de aprobar, con carácter anual, mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, 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.

Si bien se trata de un ejercicio de previsión, que no resulta vinculante en la medida en que las hipótesis consideradas serán objeto de revisión en la correspondiente Orden por la que se fijen los peajes de cada ejercicio, esta Comisión considera que a efectos de introducir transparencia sería necesario incluir en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden información detallada sobre las hipótesis adoptadas en la previsión de las distintas partidas de ingresos y costes, que permita a los agentes replicar y/o realizar escenarios alternativos de previsión.

3.2. Sobre las hipótesis implícitas en las previsiones

En la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se indica que en la previsión de determinados conceptos, tales como la evolución de la demanda o la evolución de la retribución específica de la producción con instalaciones renovables, de cogeneración y residuos, se han tenido en cuenta las hipótesis incluidas en el Documento de planificación. Sin embargo, en otros conceptos se apartan del citado documento (por ejemplo, en lo relativo a la evolución los precios del Brent o el volumen de inversión anual en la red de transporte).

Sin entrar a valorar las hipótesis adoptadas en la propuesta de Orden, esta Comisión considera que debiera justificarse en la memoria las razones por las que se adoptan las mismas.

3.3. Sobre el impacto de la Ley de desindexación

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden en la estimación de alguna de las partidas de coste (transporte, distribución y, previsiblemente, retribución específica de sistemas no peninsulares²) se ha tenido en cuenta la evolución de algunos índices de precios (tales como IPC e IPRI).

Al respecto, se indica que el pasado 31 de marzo se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Ley 2015, de 30 de marzo, de desindexación de la economía española, por lo que se hace necesaria la revisión de dichas partidas de coste.

3.4. Sobre la normativa considerada en las previsiones de los costes

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden en la estimación de la retribución del transporte y la distribución se ha aplicado el esquema retributivo establecido en el Real Decreto-ley 9/2013 de 12 de julio, por estar pendiente de aprobación en el BOE las órdenes por las que se establecen los valores unitarios de inversión y operación y mantenimiento de las instalaciones de transporte y distribución, órdenes que marcan el inicio de la aplicación de los Reales Decretos 1047/2013 y 1048/2013, de 27 de diciembre, por los que se establecen las metodologías tanto para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte como de distribución.

Por otra parte, en relación con la previsión de la retribución específica correspondiente a los sistemas no peninsulares en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se indica que en su cálculo se ha tenido en cuenta el proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, que se encuentra en su última fase de tramitación.

Esta Comisión señala la incoherencia de aplicar la normativa vigente en el cálculo de la previsión de la retribución del transporte y la distribución y normativa pendiente de publicación en el cálculo de la previsión de la retribución específica de producción en los sistemas no peninsulares, máxime cuando la CNMC remitió el pasado mes de junio de 2014 la propuesta de valores unitarios para las instalaciones de transporte y distribución, conforme se establece en las disposiciones adicionales primera y segunda del Real Decreto 1047/2013 y del Real Decreto 1048/2013, respectivamente.

² Si bien se desconoce el texto del final del RD por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, se indica que el proyecto de RD informado por la CNMC contemplaba la actualización con índices de precio de los costes unitarios.

4. Consideraciones sobre las previsiones de la propuesta de Orden

4.1. Sobre las previsiones de demanda

En el Cuadro 1 se muestra la evolución de la demanda en el periodo comprendido entre 2015 y 2020 según la información que acompaña a la propuesta de Orden. Según las previsiones de la propuesta de Orden la demanda en b.c. aumentará de forma sostenida un 1,9% anual entre 2016 y 2020, aproximadamente en línea con lo recogido en el Documento de Planificación.

Cuadro 1. Previsión del MINETUR de la demanda en b.c. (GWh) para el periodo 2015-2020

Demanda (GWh)	Real 2014	2015 Orden IET/2444/2014	2016	2017	2018	2019	2020
Demanda en b.c.	257.983	260.353	265.299	270.340	275.477	280.711	286.044
Δ sobre año anterior		0,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%

Fuente: propuesta OM

Según la información aportada en el Documento de planificación, la demanda nacional en b.c. aumentará, en promedio anual, un 2,3% en el periodo comprendido entre 2013 y 2020, alcanzando 303.901 GWh en 2020 (véase Cuadro 2).

Cuadro 2. Demanda en b.c. real y cobertura de la demanda registrada en 2013 y previsión para 2016 y 2020

GWh	2013	2016	2020
Carbón	41.571	47.610	47.848
Petróleo	13.854	15.298	11.319
Gas Natural	57.094	65.926	85.221
Nuclear	56.731	59.670	59.670
Renovables	111.121	108.866	121.475
Otros	4.886	5.003	5.822
Producción bruta	285.258	302.372	331.355
Consumos propios y en bombeo	- 16.330	- 14.869	- 16.454
Saldo neto Importación-Exportación	- 6.731	- 11.000	- 11.000
Demanda en b.c.	262.197	276.503	303.901
Pérdidas	- 30.236	- 33.889	- 36.565
Demanda final de electricidad	231.962	242.614	267.336

Fuente: Documento de planificación

Adicionalmente, en el citado Documento de planificación se presentan tres escenarios de previsión de evolución de la demanda en b.c. proporcionados por el operador del sistema (OS) para el periodo comprendido entre 2014-2020 con base en tres previsiones de evolución del PIB. Según las previsiones del OS, la demanda nacional en b.c. aumentará entre un 2,1% y un 2,7% entre 2015 y 2020 (véase Cuadro 3).

Cuadro 3. Demanda en b.c. real registrada en 2014 y escenarios de previsión del OS de la demanda en b.c. para los ejercicios 2015 y 2020 desagregada por subsistema. GWh.

	2014 (1)	2015	2020	Δ promedio 2020 sobre 2015
Escenario Inferior	257.983	263.924		
<i>Sistema peninsular</i>	243.395	249.300	273.100	1,9%
<i>Sistemas no peninsulares</i>	14.588	14.624		
Baleares	5.586	5.548		
Canarias	8.580	8.623		
Ceuta	212	232		
Melilla	210	221		
Escenario Central	257.983	266.675	294.237	2,1%
<i>Sistema peninsular</i>	243.395	251.621	277.700	2,1%
<i>Sistemas no peninsulares</i>	14.588	15.054	16.537	2,0%
Baleares	5.586	5.704	6.316	2,1%
Canarias	8.580	8.879	9.706	1,9%
Ceuta	212	242	263	1,7%
Melilla	210	228	252	2,1%
Escenario Superior	257.983	267.266	302.775	2,7%
<i>Sistema peninsular</i>	243.395	251.790	284.900	2,6%
<i>Sistemas no peninsulares</i>	14.588	15.476	17.875	3,1%
Baleares	5.586	5.861	6.813	3,2%
Canarias	8.580	9.134	10.517	3,0%
Ceuta	212	247	277	2,4%
Melilla	210	234	268	2,9%

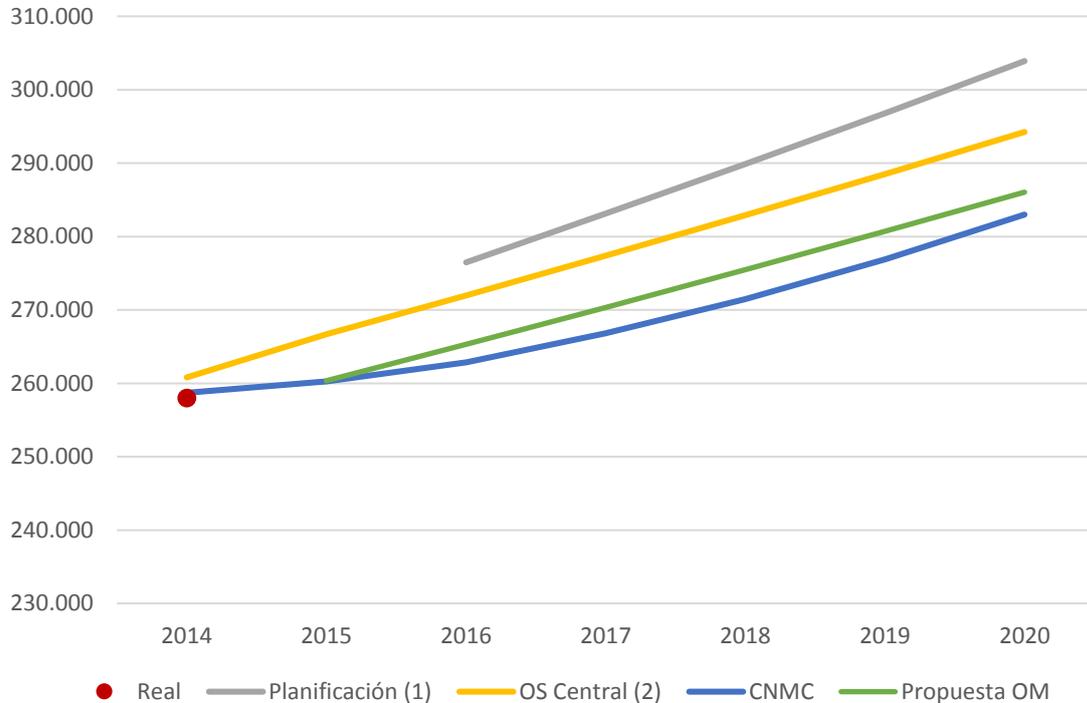
Fuente: Documento de planificación

(1) Demanda real registrada en 2014

Se observa que la previsión de la demanda para el periodo 2015-2020 de la propuesta de Orden es inferior a las previsiones incluidas en el Documento de planificación, lo que se considera adecuado teniendo en cuenta que esta Comisión ha puesto de manifiesto en el “Informe sobre la propuesta de planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020” la necesidad de revisar a la baja tanto la demanda nacional en b.c. prevista en el escenario de prospección como los escenarios de demanda previstos por el OS.

No obstante lo anterior, se indica que la previsión de la demanda nacional en b.c. para el periodo 2015-2020 de la propuesta de Orden es superior a la demanda prevista por la CNMC e incluida en el “Informe sobre la propuesta de planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020” (véase Gráfico 1).

Gráfico 1. Previsión de la demanda nacional en b.c. (GWh) para el periodo 2014/2015-2020 del escenario de prospección del documento de planificación, del escenario central del OS del documento de planificación y de la CNMC



Fuente: OS, CNMC, Memoria que acompaña a la propuesta de Orden y Documento de planificación

Notas:

- (1) El escenario de prospección del Documento de planificación solo muestra la previsión para los ejercicios 2016 y 2020, los valores intermedios se han obtenido por aplicando el mismo incremento medio en el periodo.
- (2) Los escenarios de previsión del OS del Documento de planificación solo muestran la previsión para los ejercicios 2015 y 2020, los valores intermedios se han obtenido por aplicando el mismo incremento medio en el periodo.

Esta Comisión, 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 1,7% en el periodo comprendido entre 2015 y 2020, con un crecimiento moderado en los ejercicios 2015 y 2016, en línea con la senda de recuperación económica, y una tasa de crecimiento cercana al 2% para el periodo comprendido entre 2017 y 2020. Cabe señalar que, como resultado del aumento de la supervisión de la evolución de las pérdidas y la implementación de medidas regulatorias encaminadas al control del fraude, se espera una progresiva reducción de las pérdidas del sistema en el periodo, por lo que la demanda en consumo aumenta por encima de la demanda en b.c. (un 2,1% de promedio en el periodo) (véase Cuadro 4).

Cuadro 4. Previsión de la CNMC de la demanda en b.c. y en consumo (GWh) para el periodo 2014-2020

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Δ promedio 2020 sobre 2015
Previsión CNMC								
Real	257.983							
Demanda b.c.	258.721	260.256	262.859	266.801	271.470	276.900	282.992	1,7%
% sobre año anterior		0,59%	1,00%	1,50%	1,75%	2,00%	2,20%	
Demanda en consumo	232.530	233.920	237.332	241.978	247.082	252.554	258.317	2,1%
% sobre año anterior		0,60%	1,46%	1,96%	2,11%	2,21%	2,28%	
Pérdidas	11,3%	11,3%	10,8%	10,3%	9,9%	9,6%	9,6%	

Fuente: CNMC

Por otra parte, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, si bien se prevé un crecimiento sostenido de la demanda para el periodo comprendido entre 2015 y 2020, se prevé una evolución diferente para las potencias contratadas por periodo horario, tomando como punto de partida el escenario de previsión de la Orden IET/2444/2014³ (incluido en el Anexo II de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden). En particular, según la Memoria de la propuesta de Orden, se prevé que la potencia de los consumidores acogidos a los peajes 3.0 A, 3.1 A, 6.1 A y 6.1 B se contraerá un 1% entre 2016 y 2017, mientras que el resto de las potencias se mantendrán hasta 2017, previendo una ligera recuperación (0,7%) durante 2019 y 2020 (véase Cuadro 5).

Cuadro 5. Hipótesis de la propuesta de Orden sobre la variación de la demanda en consumo y la potencia facturada para el periodo 2014-2020

	2016	2017	2018	2019	2020
Baja tensión					
Potencia < 15 kW					
Consumo	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%
Potencia	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%	0,7%
Potencia > 15 kW					
Consumo	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%
Potencia	-1,0%	-1,0%	0,0%	0,7%	0,7%
Media tensión					
Consumo	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%
Potencia	-1,0%	-1,0%	0,0%	0,7%	0,7%
Alta tensión					
Consumo	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%
Potencia	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%	0,7%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

En el Cuadro 6 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 de la Orden IET/2444/2014.

³ La estructura de la demanda en consumidor final se corresponde con la previsión de la CNMC para el ejercicio 2015, con la excepción de los consumidores acogidos a los peajes 6.1A y 6.1B.

Cuadro 6. Previsión sobre la evolución del consumo y de la potencia facturada para el periodo 2014-2020 de la propuesta de Orden

Grupo tarifario	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)										
Baja tensión	145.304	107.916	145.083	109.967	144.865	112.056	144.865	114.185	145.879	116.355	146.900	118.565
Potencia (P) ≤ 10 kW	112.500	64.786	112.500	66.017	112.500	67.271	112.500	68.549	113.287	69.851	114.080	71.179
10 kW < P ≤ 15 kW	10.736	8.787	10.736	8.954	10.736	9.124	10.736	9.298	10.812	9.474	10.887	9.654
Potencia > 15 kW	22.068	34.343	21.847	34.996	21.629	35.661	21.629	36.338	21.780	37.029	21.932	37.732
Media tensión	20.752	74.735	20.545	76.155	20.340	77.602	20.340	79.077	20.482	80.579	20.625	82.110
3.1 A	6.586	16.457	6.520	16.769	6.455	17.088	6.455	17.413	6.500	17.743	6.546	18.080
6.1 A	12.393	53.021	12.269	54.029	12.147	55.055	12.147	56.101	12.232	57.167	12.317	58.254
6.1 B	1.773	5.257	1.755	5.357	1.738	5.459	1.738	5.563	1.750	5.668	1.762	5.776
Alta tensión	9.122	51.268	9.122	52.243	9.122	53.235	9.122	54.247	9.185	55.277	9.248	56.328
6.2	3.263	16.989	3.263	17.312	3.263	17.641	3.263	17.976	3.286	18.318	3.309	18.666
6.3	1.687	9.770	1.687	9.956	1.687	10.145	1.687	10.338	1.699	10.534	1.711	10.735
6.4	4.172	24.509	4.172	24.974	4.172	25.449	4.172	25.932	4.200	26.425	4.228	26.927
Total	175.178	233.920	174.750	238.364	174.326	242.893	174.326	247.508	175.545	252.211	176.773	257.003

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 Orden IET/2444/2014

Esta Comisión, dada la relevancia que sobre la evolución de los ingresos tiene la composición de la demanda, ha desagregado la previsión anual por grupo tarifario teniendo en cuenta la evolución reciente de la potencia y el consumo.

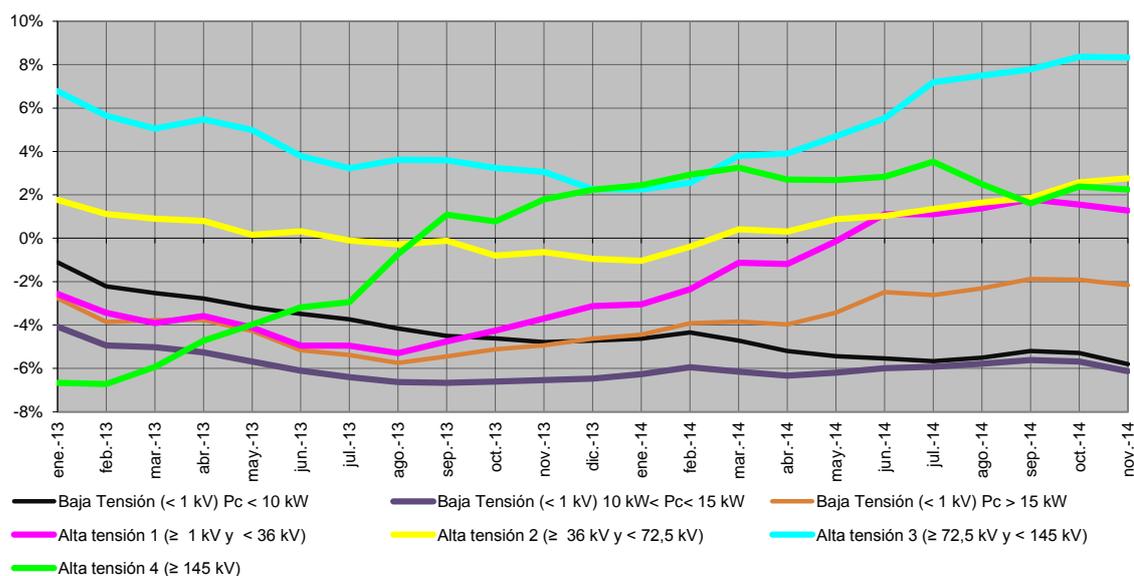
En el Cuadro 7 y el Gráfico 2 se muestra la evolución de la demanda en consumo desagregado por nivel de tensión hasta noviembre de 2014, último mes con información completa. Se observa que en los últimos meses la demanda de los consumidores conectados en redes de media y alta tensión ha registrado una evolución favorable, mientras que se mantiene la contracción de la demanda de los consumidores conectados en baja tensión

Cuadro 7. 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					
2013	diciembre	-4,7%	-6,5%	-4,6%	-3,1%	-0,9%	2,3%	2,2%	-3,1%
2014	enero	-4,6%	-6,3%	-4,4%	-3,0%	-1,0%	2,2%	2,4%	-3,0%
	febrero	-4,3%	-5,9%	-3,9%	-2,4%	-0,4%	2,6%	2,9%	-2,5%
	marzo	-4,7%	-6,2%	-3,8%	-1,1%	0,4%	3,8%	3,3%	-2,1%
	abril	-5,2%	-6,3%	-4,0%	-1,2%	0,3%	3,9%	2,7%	-2,3%
	mayo	-5,4%	-6,2%	-3,4%	-0,1%	0,9%	4,7%	2,7%	-1,9%
	junio	-5,5%	-6,0%	-2,5%	1,1%	1,0%	5,5%	2,8%	-1,4%
	julio	-5,7%	-5,9%	-2,6%	1,1%	1,3%	7,2%	3,5%	-1,3%
	agosto	-5,5%	-5,8%	-2,3%	1,4%	1,6%	7,5%	2,5%	-1,1%
	septiembre	-5,2%	-5,6%	-1,9%	1,8%	1,9%	7,8%	1,6%	-0,9%
	octubre	-5,3%	-5,7%	-1,9%	1,6%	2,6%	8,4%	2,4%	-0,8%
	noviembre	-5,8%	-6,1%	-2,2%	1,3%	2,8%	8,3%	2,3%	-1,1%

Fuente: CNMC

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



Fuente: CNMC

Vista la evolución reciente de los datos de demanda nacional en consumo por nivel de tensión, no parece razonable esperar un crecimiento homogéneo de la demanda para los distintos niveles de tensión como prevé el Ministerio en su propuesta de Orden.

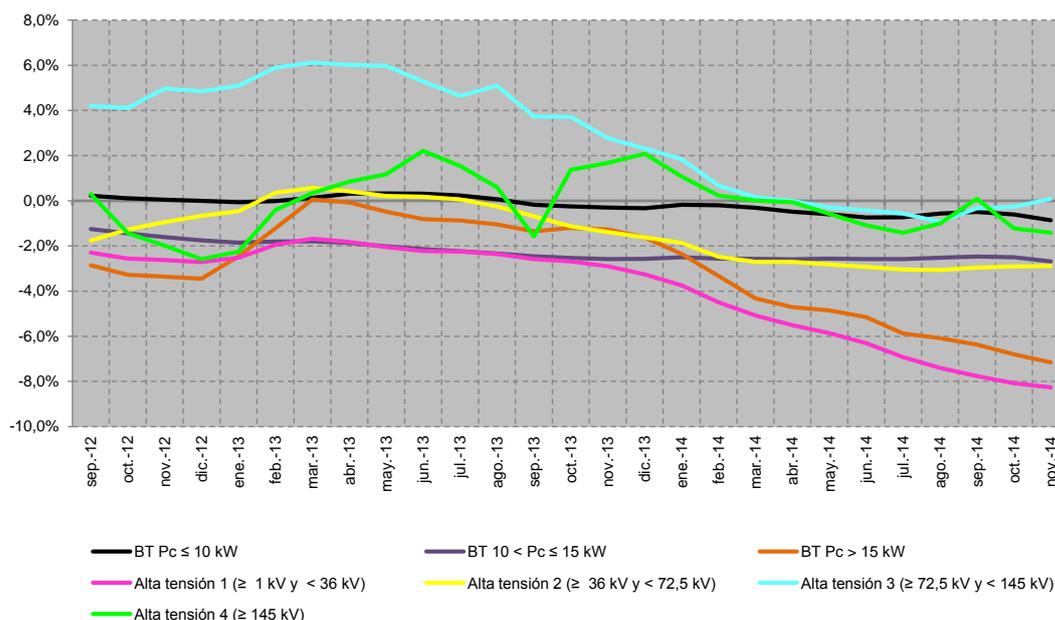
Por otra parte, como se observa en el Cuadro 8 y Gráfico 3, la evolución de los datos interanuales de potencia facturada por nivel de tensión sigue mostrando tasas negativas para los distintos niveles de tensión.

Cuadro 8. 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					
2013	diciembre	-0,3%	-2,6%	-1,3%	-2,9%	-1,4%	2,8%	1,7%	-0,9%
2014	enero	-0,3%	-2,6%	-1,6%	-3,3%	-1,6%	2,3%	2,1%	-1,0%
	febrero	-0,2%	-2,5%	-2,4%	-3,7%	-1,9%	1,8%	1,1%	-1,1%
	marzo	-0,2%	-2,6%	-3,3%	-4,5%	-2,5%	0,7%	0,2%	-1,4%
	abril	-0,3%	-2,6%	-4,3%	-5,1%	-2,7%	0,2%	0,0%	-1,7%
	mayo	-0,5%	-2,6%	-4,7%	-5,5%	-2,7%	0,0%	-0,1%	-1,9%
	junio	-0,6%	-2,6%	-4,9%	-5,9%	-2,8%	-0,3%	-0,6%	-2,0%
	julio	-0,7%	-2,6%	-5,2%	-6,3%	-2,9%	-0,4%	-1,1%	-2,2%
	agosto	-0,7%	-2,6%	-5,9%	-6,9%	-3,0%	-0,6%	-1,4%	-2,4%
	septiembre	-0,6%	-2,5%	-6,1%	-7,4%	-3,1%	-0,9%	-1,0%	-2,4%
	octubre	-0,5%	-2,5%	-6,4%	-7,8%	-3,0%	-0,3%	0,1%	-2,4%
	noviembre	-0,6%	-2,5%	-6,8%	-8,1%	-2,9%	-0,3%	-1,2%	-2,6%

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



Fuente: CNMC

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha estimado que durante 2015 y 2016 se producirá la recuperación del consumo de los clientes conectados en media tensión y alta tensión, retrasando la recuperación de la demanda de los clientes conectados en baja tensión hasta el ejercicio 2017. Por otra parte, se estima que la recuperación de la potencia se retrasará un año respecto de la recuperación del consumo, iniciándose en primer lugar para el colectivo de consumidores conectados en baja tensión y posteriormente para los consumidores conectados en media y alta tensión.

En el Cuadro 9 se muestran las tasas de variación del número de clientes, potencia contratada y consumo previstas para el periodo 2016-2020, tomando como punto de partida la composición de la demanda prevista por la CNMC para el ejercicio 2015⁴. Al respecto se indica que la desagregación de la previsión para 2015 del peaje 6.1 entre el peaje 6.1 A y 6.1 B se ha realizado teniendo en cuenta la información de la Circular Informativa 4/2014, de 30 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de petición de información del ejercicio 2013 a remitir por las empresas distribuidoras de energía eléctrica y la información individualizada clientes de la Base de datos de liquidaciones del sector eléctrico. En particular, de la Circular Informativa 4/2014 se ha extraído los CUPS de aquellos suministros conectados en redes de tensión igual o superior a 30 kV e inferior a 36 kV y se ha extraído la información individualizada sobre potencias contratadas por periodo y consumo por periodo horario de cada uno de los suministros de la Base de datos de liquidaciones del sector eléctrico. Se estima que en 2015 se mantendrá el número de consumidores y la potencia contratada registrada en el mes de noviembre de 2014, último mes con información disponible, mientras que el consumo por periodo será equivalente al registrado en los últimos doce meses (diciembre 2013-noviembre 2014). Las previsiones relativas al número de clientes, potencia contratada por periodo horario y consumo por periodo horario de los suministros acogidos al peaje 6.1 A se obtienen como diferencia entre las previsiones del peaje 6.1 y del peaje 6.1 B.

⁴ 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 2015” disponible en http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/141126_%20Inf_DGPEM_ingresos_ycostes_ee_2014_2015.pdf

Cuadro 9. Previsión de la CNMC de la evolución del número de clientes, potencia y consumo para el periodo 2014-2020 desagregado por nivel de tensión

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Baja tensión							
Potencia < 15 kW							
Nº clientes			0,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Consumo	-5,6%	-1,4%	0,0%	1,0%	1,3%	1,5%	1,7%
Potencia	-2,3%	-0,2%	0,0%	0,4%	0,5%	0,6%	0,7%
Potencia > 15 kW							
Nº clientes			0,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Consumo	-1,9%	-0,9%	0,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Potencia	-14,7%	-4,4%	-2,0%	0,0%	0,0%	1,0%	1,0%
Media tensión							
Nº clientes			0,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Consumo	2,9%	2,7%	2,9%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Potencia	-7,0%	-3,1%	-2,0%	0,0%	0,0%	1,0%	1,0%
Alta tensión							
Nº clientes			0,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Consumo	2,0%	1,7%	2,5%	2,4%	2,7%	2,8%	2,8%
Potencia	-1,4%	-0,8%	0,0%	0,0%	0,5%	1,0%	1,0%

Fuente: CNMC

En el Cuadro 10 se muestra la previsión de la CNMC relativa a la potencia facturada y el consumo para el periodo comprendido entre 2015 y 2020 desagregado por peajes de acceso que resulta de aplicar las tasas de variación recogidas en el Cuadro 9 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 2015-2020, ambos incluidos.

Cuadro 10. Previsión de la CNMC del número de clientes y el consumo para el periodo 2015-2020 desagregado por peaje de acceso

Grupo tarifario	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)										
Baja tensión	145.304	107.916	144.862	107.916	145.355	108.995	145.974	110.271	146.936	111.750	148.005	113.402
Potencia (P) ≤ 10 kW	112.500	64.786	112.500	64.786	112.950	65.433	113.514	66.251	114.196	67.245	114.972	68.388
10 kW < P ≤ 15 kW	10.736	8.787	10.736	8.787	10.779	8.875	10.833	8.986	10.898	9.121	10.972	9.276
Potencia > 15 kW	22.068	34.343	21.626	34.343	21.626	34.687	21.626	35.034	21.843	35.384	22.061	35.738
Media tensión	20.752	74.735	20.337	76.865	20.337	79.171	20.337	81.546	20.541	83.993	20.746	86.512
3.1 A	6.586	16.457	6.455	16.926	6.455	17.433	6.455	17.956	6.519	18.495	6.584	19.050
6.1 A	12.905	53.232	12.646	54.749	12.646	56.391	12.646	58.083	12.773	59.826	12.901	61.620
6.1 B	1.262	5.047	1.236	5.191	1.236	5.347	1.236	5.507	1.249	5.672	1.261	5.842
Alta tensión	9.122	51.268	9.122	52.550	9.122	53.811	9.167	55.264	9.257	56.812	9.348	58.402
6.2	3.263	16.989	3.263	17.414	3.263	17.832	3.280	18.314	3.312	18.826	3.346	19.353
6.3	1.687	9.770	1.687	10.015	1.687	10.255	1.696	10.532	1.713	10.827	1.730	11.130
6.4	4.172	24.509	4.172	25.121	4.172	25.724	4.192	26.419	4.232	27.158	4.273	27.919
Total	175.178	233.920	174.322	237.332	174.815	241.978	175.478	247.082	176.734	252.554	178.100	258.317

Fuente: CNMC

En el Cuadro 11 se comparan las previsiones para el periodo 2015-2020 de potencia facturada y consumo desagregadas por peaje de acceso de la propuesta de Orden y de la CNMC. Cabe señalar que las previsiones para el ejercicio 2015 de la propuesta de Orden se corresponden con las previstas por la CNMC, con la excepción de los consumidores conectados en media tensión con potencia contratada superior a 450 kW.

En términos agregados, las previsiones de demanda de la propuesta de Orden y de la CNMC para el periodo 2015-2020 son similares, si bien la evolución de la misma por peaje de acceso es diferente. En particular, según la previsión de la propuesta de Orden el aumento de la demanda de los consumidores se inicia a partir de 2016, mientras que según las previsiones de la CNMC se retrasa hasta 2017. Además, según la previsión de la propuesta de Orden la demanda de los consumidores conectados en baja tensión es superior a la demanda prevista para este colectivo por la CNMC. Por el contrario, la demanda de los consumidores conectados en media y alta tensión de la propuesta de Orden es inferior a la prevista por la CNMC.

Respecto de las previsiones de evolución de la potencia cabe señalar la similitud entre ambas previsiones en la primera mitad del periodo (2015-2017), mientras que en la segunda mitad (2018-2020) las previsiones de la CNMC son superiores a las de la propuesta de Orden.

Cuadro 11. Comparación de los escenarios de previsión de la propuesta de Orden y de la CNMC para el periodo 2015-2020 desagregado por peaje de acceso

Previsión propuesta de Orden (A)												
Grupo tarifario	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)										
Baja tensión	145.304	107.916	145.083	109.967	144.865	112.056	144.865	114.185	145.879	116.355	146.900	118.565
Potencia (P) ≤ 10 kW	112.500	64.786	112.500	66.017	112.500	67.271	112.500	68.549	113.287	69.851	114.080	71.179
10 kW < P ≤ 15 kW	10.736	8.787	10.736	8.954	10.736	9.124	10.736	9.298	10.812	9.474	10.887	9.654
Potencia > 15 kW	22.068	34.343	21.847	34.996	21.629	35.661	21.629	36.338	21.780	37.029	21.932	37.732
Media tensión	20.752	74.735	20.545	76.155	20.340	77.602	20.340	79.077	20.482	80.579	20.625	82.110
3.1 A	6.586	16.457	6.520	16.769	6.455	17.088	6.455	17.413	6.500	17.743	6.546	18.080
6.1 A	12.393	53.021	12.269	54.029	12.147	55.055	12.147	56.101	12.232	57.167	12.317	58.254
6.1 B	1.773	5.257	1.755	5.357	1.738	5.459	1.738	5.563	1.750	5.668	1.762	5.776
Alta tensión	9.122	51.268	9.122	52.243	9.122	53.235	9.122	54.247	9.185	55.277	9.248	56.328
6.2	3.263	16.989	3.263	17.312	3.263	17.641	3.263	17.976	3.286	18.318	3.309	18.666
6.3	1.687	9.770	1.687	9.956	1.687	10.145	1.687	10.338	1.699	10.534	1.711	10.735
6.4	4.172	24.509	4.172	24.974	4.172	25.449	4.172	25.932	4.200	26.425	4.228	26.927
Total	175.178	233.920	174.750	238.364	174.326	242.893	174.326	247.508	175.545	252.211	176.773	257.003

Previsión CNMC (B)												
Grupo tarifario	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)										
Baja tensión	145.304	107.916	144.862	107.916	145.355	108.995	145.974	110.271	146.936	111.750	148.005	113.402
Potencia (P) ≤ 10 kW	112.500	64.786	112.500	64.786	112.950	65.433	113.514	66.251	114.196	67.245	114.972	68.388
10 kW < P ≤ 15 kW	10.736	8.787	10.736	8.787	10.779	8.875	10.833	8.986	10.898	9.121	10.972	9.276
Potencia > 15 kW	22.068	34.343	21.626	34.343	21.626	34.687	21.626	35.034	21.843	35.384	22.061	35.738
Media tensión	20.752	74.735	20.337	76.865	20.337	79.171	20.337	81.546	20.541	83.993	20.746	86.512
3.1 A	6.586	16.457	6.455	16.926	6.455	17.433	6.455	17.956	6.519	18.495	6.584	19.050
6.1 A	12.905	53.232	12.646	54.749	12.646	56.391	12.646	58.083	12.773	59.826	12.901	61.620
6.1 B	1.262	5.047	1.236	5.191	1.236	5.347	1.236	5.507	1.249	5.672	1.261	5.842
Alta tensión	9.122	51.268	9.122	52.550	9.122	53.811	9.167	55.264	9.257	56.812	9.348	58.402
6.2	3.263	16.989	3.263	17.414	3.263	17.832	3.280	18.314	3.312	18.826	3.346	19.353
6.3	1.687	9.770	1.687	10.015	1.687	10.255	1.696	10.532	1.713	10.827	1.730	11.130
6.4	4.172	24.509	4.172	25.121	4.172	25.724	4.192	26.419	4.232	27.158	4.273	27.919
Total	175.178	233.920	174.322	237.332	174.815	241.978	175.478	247.082	176.734	252.554	178.100	258.317

Diferencia (A) - (B)												
Grupo tarifario	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)										
Baja tensión	0	0	221	2.050	-491	3.061	-1.109	3.914	-1.058	4.605	-1.106	5.163
Potencia (P) ≤ 10 kW	0	0	0	1.231	-450	1.837	-1.015	2.298	-908	2.606	-892	2.790
10 kW < P ≤ 15 kW	0	0	0	167	-43	249	-97	312	-87	354	-85	378
Potencia > 15 kW	0	0	221	653	2	974	2	1.305	-63	1.645	-129	1.994
Media tensión	0	0	208	-710	2	-1.589	2	-2.470	-59	-3.414	-121	-4.402
3.1 A	0	0	86	-156	1	-345	1	-544	-19	-752	-38	-969
6.1 A	-511	-210	-377	-720	-500	-1.336	-500	-1.982	-541	-2.658	-583	-3.367
6.1 B	511	210	519	166	501	112	501	56	501	4	501	-66
Alta tensión	0	0	0	-308	0	-576	-45	-1.018	-72	-1.534	-100	-2.075
6.2	0	0	0	-102	0	-191	-16	-337	-26	-508	-36	-688
6.3	0	0	0	-59	0	-110	-8	-194	-14	-292	-19	-395
6.4	0	0	0	-147	0	-275	-20	-486	-32	-733	-45	-992
Total	0	0	428	1.033	-489	915	-1.152	427	-1.189	-343	-1.327	-1.314

Variación (A) sobre (B)												
Grupo tarifario	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)										
Baja tensión	0,0%	0,0%	0,2%	1,9%	-0,3%	2,8%	-0,8%	3,5%	-0,7%	4,1%	-0,7%	4,6%
Potencia (P) ≤ 10 kW	0,0%	0,0%	0,0%	1,9%	-0,4%	2,8%	-0,9%	3,5%	-0,8%	3,9%	-0,8%	4,1%
10 kW < P ≤ 15 kW	0,0%	0,0%	0,0%	1,9%	-0,4%	2,8%	-0,9%	3,5%	-0,8%	3,9%	-0,8%	4,1%
Potencia > 15 kW	0,0%	0,0%	1,0%	1,9%	0,0%	2,8%	0,0%	3,7%	-0,3%	4,6%	-0,6%	5,6%
Media tensión	0,0%	0,0%	1,0%	-0,9%	0,0%	-2,0%	0,0%	-3,0%	-0,3%	-4,1%	-0,6%	-5,1%
3.1 A	0,0%	0,0%	1,0%	-0,9%	0,0%	-2,0%	0,0%	-3,0%	-0,3%	-4,1%	-0,6%	-5,1%
6.1 A	-4,0%	-4,4%	-3,0%	-1,3%	-4,0%	-2,4%	-4,0%	-3,4%	-4,2%	-4,4%	-4,5%	-5,5%
6.1 B	40,5%	4,2%	42,0%	3,2%	40,5%	2,1%	40,5%	1,0%	40,1%	-0,1%	39,7%	-1,1%
Alta tensión	0,0%	0,0%	0,0%	-0,6%	0,0%	-1,1%	-0,5%	-1,8%	-0,8%	-2,7%	-1,1%	-3,6%
6.2	0,0%	0,0%	0,0%	-0,6%	0,0%	-1,1%	-0,5%	-1,8%	-0,8%	-2,7%	-1,1%	-3,6%
6.3	0,0%	0,0%	0,0%	-0,6%	0,0%	-1,1%	-0,5%	-1,8%	-0,8%	-2,7%	-1,1%	-3,6%
6.4	0,0%	0,0%	0,0%	-0,6%	0,0%	-1,1%	-0,5%	-1,8%	-0,8%	-2,7%	-1,0%	-3,6%
Total	0,0%	0,0%	0,2%	0,4%	-0,3%	0,4%	-0,7%	0,2%	-0,7%	-0,1%	-0,7%	-0,5%

Fuente: CNMC y Memoria que acompaña a la Orden

4.2. Sobre la previsión de ingresos regulados

En el Cuadro 12 se muestran los ingresos previstos en la propuesta de Orden para el periodo comprendido entre 2015 y 2020. 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. Adicionalmente, se indica 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. Finalmente, se indica que se han mantenido los pagos por capacidad para todo el periodo.

Cuadro 12. Previsión de la evolución de los ingresos (miles €) del sistema de la propuesta de Orden, 2015-2020

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ingresos por peajes de acceso, cargos y otros (A)	15.389.219	15.461.818	15.534.417	15.645.016	15.815.415	15.985.814
Ingresos externos a peajes (B)	3.320.000	3.169.822	3.195.530	3.246.498	3.270.261	3.340.929
Ingresos Ley 15/2012	2.989.700	2.819.822	2.845.530	2.896.498	2.920.261	2.990.929
Ingresos subastas CO ₂	330.300	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000
Ingresos totales (A) + (B)	18.709.219	18.631.640	18.729.947	18.891.514	19.085.676	19.326.743
Δ sobre año anterior		-0,4%	0,5%	0,9%	1,0%	1,3%

Fuente: propuesta de Orden y Memoria que le acompaña

Conforme al artículo 13.2 de la Ley 24/2013 los costes del sistema serán financiados mediante los ingresos procedentes de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, los cargos, los ingresos procedentes de los Presupuestos Generales del Estado destinados a cubrir la retribución específica de los sistemas no peninsulares y retribución específica de la producción con tecnología renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos (en adelante, retribución RECORE) y cualquier ingreso establecido normativamente (entre los que se encuentran los ingresos para la financiación de los pagos por capacidad).

Esta Comisión considera que la propuesta de Orden debería haber desagregado, al menos, los ingresos previstos para el periodo 2015-2020 conforme a lo establecido en el artículo 13.2 de la Ley 24/2013.

Adicionalmente, se señala que, dado que los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución deben ser suficientes para cubrir la retribución del transporte y la distribución prevista para el periodo 2015-2020, se debería haber recogido en la propuesta de Orden que los peajes de transporte y distribución variarían en la misma proporción que la retribución del transporte y la distribución, mientras que los ingresos procedentes de los cargos variarían con el resto de costes de acceso regulados.

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 mantienen durante el periodo 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 13). En particular, los ingresos procedentes de los pagos por capacidad implícitos en la propuesta de Orden resultan de aplicar a la previsión de cierre del ejercicio 2015, según el escandallo que acompaña a la Orden IET/2444/2014, el aumento de la demanda prevista para el periodo.

Cuadro 13. 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 €.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ingresos facturación peajes, cargos y otros (A)	15.389.219	15.461.818	15.534.417	15.645.016	15.815.415	15.985.814
Ingresos de los pagos por capacidad (B)	1.391.361	1.417.797	1.444.735	1.472.185	1.500.156	1.528.659
Ingresos por peajes de acceso y cargos (C) = (A) - (B)	13.997.858	14.044.021	14.089.682	14.172.831	14.315.259	14.457.155
Ingresos por peajes de acceso consumidores	13.474.921					
Facturación reactiva y excesos potencia	252.888					
Ingresos por peajes acceso generadores	129.664					
Ingresos artículo 17 del RD 216/2014	12.785					
Ingresos conexiones internacionales	127.600					

Fuente: Elaboración de la CNMC a partir de la información del escandallo que acompaña a la Orden IET/2444/2014 y Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

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 Orden IET/2444/2014. 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 2015 (incluidas en el Anexo II de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden).

En el Cuadro 14 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 14. Previsión de la evolución de los ingresos por peajes de acceso que resultan de aplicar los peajes de acceso de la Orden IET/2444/2014 a las variables de facturación que resultan de la propuesta de Orden

Grupo tarifario	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	Consumo (GWh)	Facturación (M€)										
Baja tensión	107.916	10.083	109.967	10.132	112.056	10.183	114.185	10.253	116.355	10.369	118.565	10.487
Potencia (P) ≤ 10 kW	64.786	6.964	66.017	7.015	67.271	7.067	68.549	7.119	69.851	7.203	71.179	7.289
10 kW < P ≤ 15 kW	8.787	912	8.954	920	9.124	929	9.298	937	9.474	949	9.654	962
Potencia > 15 kW	34.343	2.208	34.996	2.197	35.661	2.188	36.338	2.196	37.029	2.216	37.732	2.237
Media tensión	74.735	2.796	76.155	2.785	77.602	2.775	79.077	2.787	80.579	2.815	82.110	2.842
3.1 A	16.457	869	16.769	865	17.088	862	17.413	866	17.743	874	18.080	882
6.1 A	53.021	1.730	54.029	1.724	55.055	1.719	56.101	1.726	57.167	1.743	58.254	1.760
6.1 B	5.257	197	5.357	196	5.459	195	5.563	196	5.668	197	5.776	199
Alta tensión	51.268	596	52.243	599	53.235	602	54.247	605	55.277	611	56.328	617
6.2	16.989	266	17.312	267	17.641	269	17.976	270	18.318	273	18.666	275
6.3	9.770	121	9.956	122	10.145	123	10.338	123	10.534	125	10.735	126
6.4	24.509	208	24.974	210	25.449	211	25.932	212	26.425	214	26.927	216
Total	233.920	13.475	238.364	13.517	242.893	13.560	247.508	13.645	252.211	13.795	257.003	13.947
% variación sobre el año anterior			1,9%	0,3%	1,9%	0,3%	1,9%	0,6%	1,9%	1,1%	1,9%	1,1%

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 Tránsito Tajo-Segura

Una vez estimados los ingresos procedentes de los peajes de acceso de los consumidores, el resto de ingresos de acceso regulados⁵ 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 15).

Cuadro 15. 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

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ingresos facturación peajes, cargos y otros (miles €) (A)	15.389.219	15.461.818	15.534.417	15.645.016	15.815.415	15.985.814
Ingresos de los pagos por capacidad (miles €) (B)	1.391.361	1.417.797	1.444.735	1.472.185	1.500.156	1.528.659
Ingresos por peajes de acceso y cargos (miles €) (C) = (A) - (B)	13.997.858	14.044.021	14.089.682	14.172.831	14.315.259	14.457.155
Ingresos por peajes de acceso consumidores (D)	13.474.921	13.516.534	13.560.103	13.644.727	13.794.700	13.946.758
Facturación reactiva y excesos potencia	252.888					
Ingresos por peajes acceso generadores	129.664	527.487	529.579	528.104	520.558	510.397
Ingresos artículo 17 del RD 216/2014	12.785					
Ingresos conexiones internacionales	127.600					
(E) = (C) - (D)						

Fuente: Elaboración de la CNMC a partir de la información del escandallo que acompaña a la Orden IET/2444/2014 y Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

A efectos informativos, en el Cuadro 16 se muestra el resultado de aplicar a las variables de facturación previstas por la CNMC para el periodo 2015-2020 (ver Anexo I) los peajes de acceso establecidos en la Orden IET/2444/2014.

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 ligeramente inferiores a los que resultan de aplicar la peajes de acceso de la Orden IET/2444/2014 a las variables de facturación de la propuesta de Orden (que a su vez resultan de aplicar las hipótesis sobre la evolución de la demanda y la potencia a las variables previstas para el ejercicio 2015 en dicha propuesta de Orden), registrándose la mayor diferencia en el ejercicio 2016.

⁵ 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 e ingresos procedentes de las interconexiones internacionales.

Cuadro 16. Previsión de la evolución de los ingresos por peajes de acceso que resultan de aplicar los peajes de acceso de la Orden IET/2444/2014 a las variables de facturación previstas por la CNMC para el periodo 2015-2020

Grupo tarifario	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	Consumo (GWh)	Facturación (M€)										
Baja tensión	107.916	10.083	107.916	10.047	108.995	10.102	110.271	10.169	111.750	10.268	113.402	10.377
Potencia (P) ≤ 10 kW	64.786	6.964	64.786	6.964	65.433	7.008	66.251	7.063	67.245	7.130	68.388	7.207
10 kW < P ≤ 15 kW	8.787	912	8.787	912	8.875	918	8.986	926	9.121	936	9.276	947
Potencia > 15 kW	34.343	2.208	34.343	2.172	34.687	2.176	35.034	2.180	35.384	2.202	35.738	2.224
Media tensión	74.735	2.804	76.865	2.778	79.171	2.796	81.546	2.815	83.993	2.857	86.512	2.899
3.1 A	16.457	869	16.926	860	17.433	866	17.956	872	18.495	884	19.050	897
6.1 A	53.232	1.786	54.749	1.769	56.391	1.781	58.083	1.794	59.826	1.820	61.620	1.847
6.1 B	5.047	150	5.191	148	5.347	149	5.507	150	5.672	152	5.842	155
Alta tensión	51.268	596	52.550	600	53.811	603	55.264	610	56.812	619	58.402	628
6.2	16.989	266	17.414	268	17.832	269	18.314	272	18.826	276	19.353	280
6.3	9.770	121	10.015	122	10.255	123	10.532	124	10.827	126	11.130	128
6.4	24.509	208	25.121	210	25.724	211	26.419	214	27.158	217	27.919	220
Total	233.920	13.483	237.332	13.425	241.978	13.501	247.082	13.595	252.554	13.744	258.317	13.905
% variación sobre el año anterior			1,5%	-0,4%	2,0%	0,6%	2,1%	0,7%	2,2%	1,1%	2,3%	1,2%

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 que resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014, 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 se mantienen constantes durante el periodo.

Respecto de los ingresos procedentes del peaje de exportaciones se han estimado suponiendo que se mantiene la tendencia registrada en los últimos años de las exportaciones hacia Marruecos y manteniendo el ingreso medio registrado en 2014.

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 2015 durante todo el periodo.

Respecto de los ingresos procedentes de la ley 15/2012, en el cuadro inferior se resume la previsión de ingresos de la propuesta de Orden y de la CNMC para el periodo 2015-2020. Se observa que, con la excepción del ejercicio 2015, los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 previstos por la CNMC son superiores a los ingresos previstos en la propuesta de Orden, motivado, fundamentalmente, por la diferente previsión de ingresos procedentes de la subastas de derechos de emisión de CO₂. Al respecto, se señala la elevada incertidumbre de la previsión, dado que a la fecha de elaboración del presente informe se ha iniciado la revisión del régimen de comercio de los derechos de emisión.

En el anexo II del presente informe se detallan las hipótesis de cálculo.

Cuadro 17. Previsión de ingresos procedentes de la Ley 15/2012 de la propuesta de Orden y de la CNMC para el periodo 2015-2020.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Previsión propuesta OM de ingresos externos (miles €) (A)	3.320.000	3.169.822	3.195.530	3.246.498	3.270.261	3.340.929
Ingresos Ley 15/2012	2.989.700	2.819.822	2.845.530	2.896.498	2.920.261	2.990.929
Ingresos subastas CO2	330.300	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000
Previsión CNMC de ingresos externos (miles €) (B)	3.261.464	3.303.719	3.371.536	3.383.898	3.426.516	3.477.071
Ingresos Ley 15/2012	2.915.783	2.853.719	2.921.536	2.933.898	2.976.516	3.027.071
Ingresos subastas CO2	345.681	450.000	450.000	450.000	450.000	450.000
Diferencia (miles €) (A) - (B)	58.536	- 133.897	- 176.006	- 137.400	- 156.255	- 136.142
Ingresos Ley 15/2011	73.917	- 33.897	- 76.006	- 37.400	- 56.255	- 36.142
Ingresos subastas CO2	- 15.381	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000	- 100.000
% variación (A) sobre (B)	1,8%	-4,1%	-5,2%	-4,1%	-4,6%	-3,9%
Ingresos Ley 15/2012	2,5%	-1,2%	-2,6%	-1,3%	-1,9%	-1,2%
Ingresos subastas CO2	-4,4%	-22,2%	-22,2%	-22,2%	-22,2%	-22,2%

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

En Cuadro 18 se muestran los ingresos regulados previstos por la CNMC para el periodo 2015-2020, resultado de considerar los conceptos anteriores.

Cuadro 18. Ingresos totales previstos para el periodo 2015-2020.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ingresos por peajes de acceso y cargos (miles €) (A)	13.975.611	13.916.534	14.004.440	14.113.513	14.283.318	14.470.933
Ingresos por peajes de acceso consumidores	13.736.206	13.660.742	13.741.016	13.841.452	14.001.526	14.178.287
Ingresos de peajes	13.483.319	13.424.539	13.501.358	13.594.599	13.743.514	13.904.860
Facturación energía reactiva	141.398	126.064	113.183	101.619	91.236	81.914
Facturación por excesos potencia	111.490	110.139	126.475	145.235	166.776	191.513
Ingresos por peajes acceso generadores	134.720	136.067	138.108	140.525	143.336	146.489
Ingresos conexiones internacionales	91.899	106.940	112.530	118.751	125.671	133.372
Ingresos por exportaciones	34.599	49.640	55.230	61.451	68.371	76.072
Ingresos acuerdos ETSO	- 999	- 999	- 999	- 999	- 999	- 999
Rentas de congestión	58.299	58.299	58.299	58.299	58.299	58.299
Ingresos artículo 17 del RD 216/2014	12.785	12.785	12.785	12.785	12.785	12.785
Ingresos de los pagos por capacidad (miles €) (B)	1.383.743	1.393.872	1.414.714	1.438.073	1.463.810	1.491.536
Ingresos externos a peajes (miles €) (C)	3.261.464	3.303.719	3.371.536	3.383.898	3.426.516	3.477.071
Ingresos Ley 15/2012	2.915.783	2.853.719	2.921.536	2.933.898	2.976.516	3.027.071
Ingresos subastas CO ₂	345.681	450.000	450.000	450.000	450.000	450.000
Ingresos totales (miles €) (A) + (B) + (C)	17.237.075	17.220.254	17.375.976	17.497.411	17.709.834	17.948.004
Δ sobre año anterior		-0,1%	0,9%	0,7%	1,2%	1,3%

Fuente: CNMC

En Cuadro 19 se comparan los ingresos regulados implícitos en la propuesta de Orden y los previstos por la CNMC para el periodo 2015-2020. Se observa que la previsión de ingresos de la propuesta de Orden es inferior a la de la CNMC, registrándose las mayores diferencias en los ingresos procedentes de los pagos por capacidad y en los ingresos externos a peajes. Respecto de los ingresos por peajes de acceso se registran en los ejercicios 2016 y 2017,

debido fundamentalmente, a la diferente previsión sobre la recuperación del consumo.

Cuadro 19. 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 2015 y 2020.

Previsión propuesta Orden (miles €)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ingresos por peajes de acceso y cargos (A)	13.997.858	14.044.021	14.089.682	14.172.831	14.315.259	14.457.155
Ingresos peajes consumidores	13.474.921	13.516.534	13.560.103	13.644.727	13.794.700	13.946.758
Otros ingresos de peajes	522.937	527.487	529.579	528.104	520.558	510.397
Ingresos por pagos por capacidad (B)	1.391.361	1.417.797	1.444.735	1.472.185	1.500.156	1.528.659
Ingresos externos a peajes (C)	3.320.000	3.169.822	3.195.530	3.246.498	3.270.261	3.340.929
Total ingresos regulados (A) + (B)	18.709.219	18.631.640	18.729.947	18.891.514	19.085.676	19.326.743

Previsión CNMC (miles €)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ingresos por peajes de acceso y cargos (A)	13.975.611	13.916.534	14.004.440	14.113.513	14.283.318	14.470.933
Ingresos peajes consumidores	13.483.319	13.424.539	13.501.358	13.594.599	13.743.514	13.904.860
Otros ingresos de peajes	492.293	491.995	503.083	518.914	539.804	566.073
Ingresos por pagos por capacidad (B)	1.383.743	1.393.872	1.414.714	1.438.073	1.463.810	1.491.536
Ingresos externos a peajes (C)	3.261.464	3.303.719	3.371.536	3.383.898	3.426.516	3.477.071
Total ingresos regulados (A) + (B)	18.620.818	18.614.126	18.790.690	18.935.484	19.173.644	19.439.540

Diferencia Propuesta de Orden - Previsión CNMC (miles €)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ingresos por peajes de acceso y cargos	22.247	127.487	85.242	59.318	31.940	- 13.778
Ingresos peajes consumidores	- 8.398	91.995	58.745	50.128	51.186	41.898
Otros ingresos de peajes	30.644	35.492	26.496	9.189	- 19.246	- 55.676
Ingresos por pagos por capacidad	7.618	23.925	30.021	34.112	36.347	37.123
Ingresos externos a peajes	58.536	- 133.897	- 176.006	- 137.400	- 156.255	- 136.142
Total ingresos	88.401	17.514	- 60.743	- 43.971	- 87.968	- 112.797

Variación Propuesta de Orden sobre Previsión CNMC (%)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ingresos por peajes de acceso y cargos	0,2%	0,9%	0,6%	0,4%	0,2%	-0,1%
Ingresos peajes consumidores	-0,1%	0,7%	0,4%	0,4%	0,4%	0,3%
Otros ingresos de peajes	6,2%	7,2%	5,3%	1,8%	-3,6%	-9,8%
Ingresos por pagos por capacidad	0,6%	1,7%	2,1%	2,4%	2,5%	2,5%
Ingresos externos a peajes	1,8%	-4,1%	-5,2%	-4,1%	-4,6%	-3,9%
Total ingresos	0,5%	0,1%	-0,3%	-0,2%	-0,5%	-0,6%

Fuente: Elaboración de la CNMC a partir de la información del escandalo que acompaña a la Orden IET/2444/2014 y Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

4.3. Sobre las previsiones de los costes

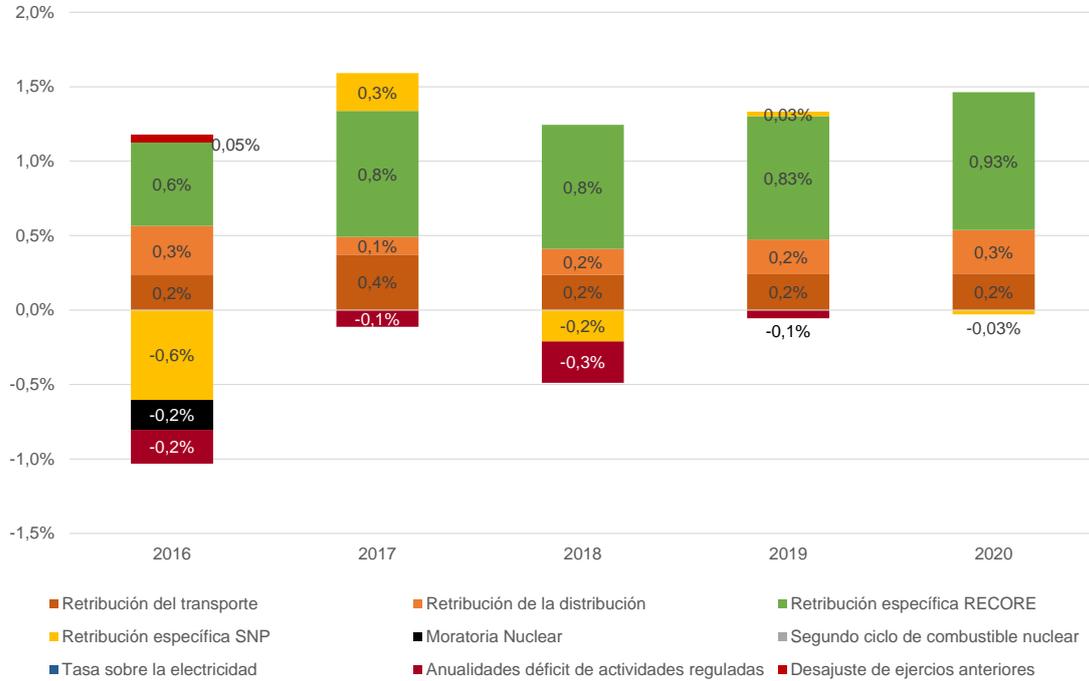
En el Cuadro 20 se muestran los costes previstos en la propuesta de Orden para el periodo comprendido entre 2015 y 2020. Se observa que los costes regulados previstos para el periodo aumentan entre el 0,6% y el 1,2%, con la excepción del 2016, cuyos costes se reducen un 1,1% debido a la no consideración en la previsión de revisión de costes de ejercicios anteriores. Asimismo, se observa que el aumento de los costes de acceso es parcialmente compensado por la reducción de los costes por pagos por capacidad, siendo el componente de coste que más contribuye al incremento de los costes de acceso la retribución específica RECORE (véase Gráfico 4). Finalmente, en la previsión de costes no se incluyen los desajustes de ejercicios anteriores, con la excepción del desajuste correspondiente a 2014, considerado en 2015.

Cuadro 20. Previsión de la evolución de los costes del sistema (miles €) de la propuesta de Orden

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Costes de acceso (miles €) (A)	17.716.389	17.742.461	18.004.805	18.140.803	18.372.620	18.636.175
Retribución del transporte	1.712.124	1.753.464	1.819.585	1.862.332	1.906.226	1.951.301
Retribución de la distribución	5.041.464	5.100.282	5.121.449	5.152.672	5.194.748	5.248.559
Retribución específica RECORE	7.100.000	7.200.000	7.350.000	7.500.000	7.650.000	7.820.000
Retribución específica SNP	887.170	780.404	825.460	787.488	793.335	788.004
Moratoria Nuclear	35.760					
Segundo ciclo de combustible nuclear	138					
Tasa prestación de servicios sector eléctrico	20.661	20.661	20.661	20.661	20.661	20.661
Anualidades déficit de actividades reguladas	2.927.649	2.887.650	2.867.650	2.817.650	2.807.650	2.807.650
Desajuste de ejercicios anteriores	- 8.577					
Costes pagos por capacidad (miles €) (B)	735.000	779.000	615.000	590.000	556.000	528.000
Otros costes liquidables (miles €) (C)	221.000	- 50.000	- 40.000	-	-	-
Impacto RDL 9/2013 sobre RE	- 120.000	- 50.000	- 40.000			
Ejecución de sentencias	60.000					
Retribución específica SNP ejercicios anteriores	191.000					
Previsión imputación diferencia de pérdidas	90.000					
Total costes regulados (miles €) (A) + (B) + (C)	18.672.389	18.471.461	18.579.805	18.730.803	18.928.620	19.164.175
% variación s/año anterior		-1,1%	0,6%	0,8%	1,1%	1,2%
Costes de acceso		0,1%	1,5%	0,8%	1,3%	1,4%
Costes de pagos por capacidad		6,0%	-21,1%	-4,1%	-5,8%	-5,0%
Otros costes liquidables		-122,6%	-20,0%	-100,0%		

Fuente: propuesta de Orden y Memoria que le acompaña

Gráfico 4. 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 MINETUR, se realizan las siguientes consideraciones:

- **Retribución del transporte y la distribución**

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 2015-2020 se ha calculado mediante la aplicación de la metodología del régimen transitorio del Real Decreto Ley 9/2013.

A este respecto, la CNMC quiere señalar que los costes unitarios de inversión y operación y mantenimiento de las instalaciones de transporte y de las instalaciones de distribución se remitieron a la DGPEM en junio de 2014, por lo que se espera que a lo largo del ejercicio 2015 puedan ser publicados en el BOE. A partir de dicha publicación, sería de aplicación la metodología establecida en los Reales Decretos 1047/2013 y 1048/2013, ambos de 27 de diciembre, por lo se considera que sí que hubiera sido razonable realizar la evolución de los costes tanto de transporte como de distribución, con los citados reales decretos.

Por otra parte, 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 limitaba 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.

Por ello, en relación con la previsión de inversiones de las empresas transportistas, debería utilizarse la información mejor disponible para hacer el cálculo. En este sentido, si bien la planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020, que ha sido informada por esta Comisión recientemente, está pendiente de aprobación, los planes de inversión para el periodo 2015-2017 de la empresa transportista fueron informados por esta Comisión, y posteriormente aprobados por Resolución, por lo que la CNMC considera que deberían haber sido dichos valores de inversión los que se utilizaran para la previsión de la evolución de los costes de transporte incluidos en la propuesta de orden. La citada Resolución fue dictada por la DGPEM con fecha 9 de diciembre de 2014.

En este mismo sentido, existen igualmente resoluciones de los planes de inversión para cada una de las empresas distribuidoras, dictadas por la DGPEM desde finales de 2014 y a lo largo del 2015, en los que aparecen las inversiones previstas para los años 2015 a 2017 en el caso de las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes y de las inversiones para el periodo 2015-2016 para las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes, que deberían haberse utilizado en la previsión de la evolución de los costes de distribución previstos para los años 2015-2020 incluidos en la propuesta de orden.

Por todo lo expuesto, dado que la norma reguladora alberga el espíritu de conseguir una cohesión en las informaciones que se utilicen con el fin de dar seguridad dentro del sector energético en el ámbito de las infraestructuras, la CNMC valora positivamente el haber trazado un hilo argumental entre los distintos documentos informados, empezando por el establecimiento de los Costes Unitarios, continuándose con las actuaciones previstas por los agentes a través de sus Planes de Inversión y en el caso de la actividad del transporte, con la Planificación, coherente en el

desarrollo de infraestructuras necesarias, si bien dicha información debería haber sido el marco esencial a partir del cual poder trazar una previsión en el medio-largo plazo de los ingresos y costes propios del sistema.

Finalmente, cabe señalar que en el Anexo de la propuesta de orden que se informa, para el año 2015 se incluyen los costes de transporte y distribución sin considerar los incentivos asociados a las actividades, cuando en el resto de años 2016-2020, según se indica en la memoria económica, están incluidos.

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

En la memoria de la propuesta de Orden se cita que se ha considerado 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. Según la memoria, 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 del Anexo III de la citada memoria, siendo de 100 millones de euros para el año 2016, de 150 millones de euros en los tres años siguientes y de 170 millones en el último año.

El punto de partida de la mencionada evolución de costes del régimen retributivo específico, se corresponde con el primer año de la previsión –año 2015– para el que la citada propuesta de Orden estima una cantidad de 7.100 millones de euros.

Si bien esta Comisión no tiene elementos para valorar los incrementos anuales, más allá de lo ya escrito en el correspondiente informe sobre la Propuesta de Planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020, debe destacarse en relación con el año 2015, lo siguiente:

En el informe realizado por esta Comisión el 26 de noviembre de 2014, en respuesta a la solicitud de datos por parte de la DGPEYM para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para el año 2015, se efectuó una previsión de los costes incurridos por este concepto por la energía correspondiente al año 2015, de 6.683 millones de euros,

Con la información disponible hasta la fecha, esta Comisión no encuentra justificación para efectuar una modificación de dicha previsión, por lo que la cifra de 7.100 millones de euros, prevista en la memoria de la propuesta de Orden parece sustancialmente elevada.

- **Retribución específica sistemas no peninsulares (SNP)**

El proyecto de Orden parte de una retribución específica de los SNP de 887 M€ y prevé una evolución de la misma con una variación interanual de entre -13% y 5%.

Dada la incertidumbre inherente a los cambios experimentados por los componentes más importantes en la determinación de dicha retribución (demanda no peninsular, precio del mercado peninsular, costes reconocidos de los combustibles derivados del petróleo), junto con la limitada información proporcionada acerca de los mismos en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, no es posible formular una opinión adecuadamente fundada sobre la evolución de la compensación.

- **Segundo ciclo del combustible nuclear**

La propuesta de Orden no incluye el coste correspondiente a la financiación del segundo ciclo de combustible nuclear de las centrales nucleares cuya explotación haya cesado definitivamente con anterioridad al 1 de enero de 2010, según se establece en la Disposición adicional sexta de la Ley 54/1997.

En el cuadro inferior se muestran los importes que se deberían incluir por este concepto en la previsión de costes para el periodo 2016-2020. Esta previsión se obtiene como resultado de aplicar la cuota establecida en el punto 9 de la Disposición adicional sexta de la Ley 54/1997 a la previsión de ingresos por peajes de acceso y cargos de la propuesta de Orden y de la CNMC.

Cuadro 21. Previsión de la evolución de los costes (miles €) asociados a la financiación del segundo ciclo de combustible nuclear según la previsión de ingresos de la propuesta de Orden y de la CNMC

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Previsión propuesta OM						
Ingresos por peajes de acceso (1)	13.740.594	13.782.207	13.825.776	13.910.400	14.060.373	14.212.431
2º ciclo del combustible nuclear (0,001%)	137,7	137,8	138,3	139,1	140,6	142,1
Incremento sobre año anterior		0,1%	0,3%	0,6%	1,1%	1,1%
Previsión CNMC						
Ingresos por peajes de acceso (1)	13.748.992	13.673.527	13.753.802	13.854.237	14.014.311	14.191.072
2º ciclo del combustible nuclear (0,001%)	137,5	136,7	137,5	138,5	140,1	141,9
Incremento sobre año anterior		-0,5%	0,6%	0,7%	1,2%	1,3%

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

(1) Se incluyen ingresos por peajes de acceso de consumidores, por facturación de reactiva, por facturación de excesos de potencia y penalización del artículo 17 del RD216/2014. En el escenario de la propuesta de Orden se ha supuesto que los ingresos por facturación de reactiva, excesos de potencia y penalización del artículo 17 del RD 216/2014 del ejercicio 2015 se mantienen constantes en el periodo 2016-2020.

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

La propuesta de Orden mantiene constante el importe correspondiente a la tasa aplicable a la prestación de servicios y realización de actividades en relación con el sector eléctrico durante todo el periodo, a pesar de que los ingresos por peajes de acceso varían durante el periodo.

En el Cuadro 22 se muestra 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 22. Previsión de la evolución de los costes (miles €) asociados a la financiación del segundo ciclo de combustible nuclear según la previsión de ingresos de la propuesta de Orden y de la CNMC

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Previsión propuesta OM						
Ingresos por peajes de acceso (1)	13.740.594	13.782.207	13.825.776	13.910.400	14.060.373	14.212.431
Tasa prestación de servicios sector eléctrico (0,150%)	20.661	20.673	20.739	20.866	21.091	21.319
Incremento sobre año anterior		0,1%	0,3%	0,6%	1,1%	1,1%
Previsión CNMC						
Ingresos por peajes de acceso	13.748.992	13.673.527	13.753.802	13.854.237	14.014.311	14.191.072
Tasa prestación de servicios sector eléctrico (0,150%)	20.623	20.510	20.631	20.781	21.021	21.287
Incremento sobre año anterior		-0,5%	0,6%	0,7%	1,2%	1,3%

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

(1) Se incluyen ingresos por peajes de acceso de consumidores, por facturación de reactiva, por facturación de excesos de potencia y penalización del artículo 17 del RD216/2014. En el escenario de la propuesta de Orden se ha supuesto que los ingresos por facturación de reactiva, excesos de potencia y penalización del artículo 17 del RD 216/2014 del ejercicio 2015 se mantienen constantes en el periodo 2016-2020.

- **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 2015-2020, como consecuencia de la mejora de los tipos de interés del Fondo de titulización que pudieran obtenerse con las sucesivas refinanciaciones, sin que en la Memoria que acompaña a la Orden se aporte información sobre las hipótesis de cálculo de las distintas anualidades.

Según las previsiones de la CNMC, las anualidades para la financiación del déficit de tarifa serían inferiores a las consideradas en la propuesta de Orden, tanto en un escenario de mantenimiento de los tipos de interés como en un escenario de tipos de interés crecientes en el periodo (véase Cuadro 23). En el Anexo III del informe se describen detalladamente las hipótesis de cálculo de las distintas anualidades bajo los dos escenarios de tipo de interés considerados.

Cuadro 23. Previsión de la evolución de las anualidades para la financiación del déficit de la propuesta de Orden y de la CNMC

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Previsión propuesta OM anualidades (miles €)	2.927.649	2.887.650	2.867.650	2.817.650	2.807.650	2.807.650
FADE	2.270.360					
Déficit 2005	283.471					
Déficit ex ante	96.057					
Déficit 2013	277.761					
Previsión CNMC anualidades (miles €) Escenario 1 (B)	2.884.929	2.852.074	2.843.685	2.782.048	2.750.055	2.752.346
FADE	2.227.067	2.194.212	2.185.823	2.124.186	2.092.194	2.094.485
Déficit 2005	284.182	284.182	284.182	284.182	284.182	284.182
Déficit ex ante	95.919	95.919	95.919	95.919	95.919	95.919
Déficit 2013	277.761	277.761	277.761	277.761	277.761	277.761
Diferencia (A) - (B)	42.720	35.576	23.965	35.602	57.595	55.304
Previsión CNMC anualidades (miles €) Escenario 2 (C)	2.884.929	2.852.074	2.847.528	2.802.247	2.787.371	2.789.133
FADE	2.227.067	2.194.212	2.189.666	2.144.149	2.128.989	2.130.512
Déficit 2005	284.182	284.182	284.182	284.335	284.512	284.649
Déficit ex ante	95.919	95.919	95.919	96.002	96.109	96.211
Déficit 2013	277.761	277.761	277.761	277.761	277.761	277.761
Diferencia (A) - (B)	42.720	35.576	20.122	15.403	20.279	18.517

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, el incentivo a la disponibilidad, el impacto de las liquidaciones definitivas del mecanismo de restricciones por garantía de suministro y una previsión del coste de las inversiones realizadas para la adaptación a la normativa medioambiental comunitaria. No obstante, en la Memoria 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 4,8% en el periodo 2015-2020, como consecuencia tanto de la finalización de los derechos de aquellas unidades cuyo plazo expire en el periodo⁶ como del cierre de centrales⁷, no compensada por la entrada de nuevas instalaciones⁸.

⁶ Se ha tenido en cuenta la finalización de los derechos de las siguientes unidades: Año 2015: Tarragona Power y Campo de Gibraltar 1 y 2

- Año 2016: Arcos 1, Arcos 2, Palos 1 y 2, Santurce 4
- Año 2017: Aceca 3, Arrubal 1 y 2, Palos 3
- Año 2018: Puentes García Rodríguez 4, Amorebieta, Cartagena 1, 2 y 3, Arcos 3
- Año 2019: Aceca 4, Castelnou
- Año 2020: Puentes García Rodríguez 3, Colón 4, Escombreras 1,2,3 y 6

Por otra parte, se estima que el impacto de las liquidaciones definitivas del mecanismo de restricciones por garantía de suministro correspondiente a los ejercicios 2013 y 2014 podría situarse en el entorno de 200 M€ para cada uno de los ejercicios, si bien a la fecha de elaboración del presente informe está pendiente de publicación la Resolución que establece el procedimiento y los parámetros de cálculo de la liquidación definitiva del mecanismo. Al respecto se indica que, de no publicarse a tiempo dicha Resolución, cabría considerar también en el periodo de estudio las liquidaciones definitivas del mecanismo de restricciones por garantía de suministro correspondiente a los ejercicios 2011 y 2012

Por último, a la fecha de elaboración del presente informe se tiene conocimiento de la existencia de un borrador de orden que regulará el pago por capacidad para la desnitrificación de centrales térmicas⁹, si bien ésta no ha sido remitida a la CNMC para la elaboración del correspondiente informe preceptivo y por tanto se desconoce el impacto de la misma.

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 de las liquidaciones definitivas del mecanismo de restricciones por garantía de suministro y al coste de las inversiones realizadas para la adaptación a la normativa medioambiental comunitaria.

⁷ Se han considerado los siguientes supuestos, que conllevarían la anulación del derecho de cobro de pagos por capacidad:

- Cierre de centrales en año 2015: Castellón 3, Puertollano, Escucha, Elcogás
- Cierre de centrales en año 2016: Soto de Ribera 2, Compostilla 2
- Falta de conexión al sistema por problemas en la línea, durante todo el periodo de estudio, de las centrales de Campo de Gibraltar 1 y 2

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

- Año 2016: Central de la muela II (entrada de 212 MW)
- Año 2017: Central de la muela II (entrada de 640 MW), totalizando 852 MW

⁹ Véase la nota de prensa del MINETUR disponible en <http://www.minetur.gob.es/es-es/gabineteprensa/notasprensa/2013/documents/npcmisionseguimientocarbon310315.pdf>

Cuadro 24. Previsión de la evolución de los costes financiados por los pagos por capacidad de la propuesta de Orden y de la CNMC

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Previsión de la propuesta OM de Pagos por capacidad (miles €) (A)	735.000	779.000	615.000	590.000	556.000	528.000
Previsión CNMC de Pagos por capacidad (miles €) (B)	429.622	414.707	391.718	375.447	348.814	325.851
Incentivo a la inversión	254.572	241.172	217.403	201.132	174.499	151.536
Servicio de disponibilidad	175.049	173.534	174.315	174.315	174.315	174.315
Diferencia (miles €) (A) - (B)	305.378	364.293	223.282	214.553	207.186	202.149

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

- **Impacto RDL 9/2013 sobre RE**

A la fecha de elaboración del presente informe están pendiente de cobro 749 M€ por la aplicación de la DT8ª al ejercicio 2014, de los cuales 402 M€ se corresponderían con refacturaciones por producciones del ejercicio 2013 y 347 M€ se corresponderían con refacturaciones por producciones del ejercicio 2014, por lo que cabría esperar un mayor impacto en el periodo de previsión.

- **Ejecución de Sentencias del Tribunal Supremo**

Como ya se indicó en el “Informe sobre la propuesta de Orden por la que se determinan los peajes de acceso para 2015”, en la Memoria no se aporta información que permita valorar la previsión del impacto de las diversas Sentencias del Tribunal Supremo sobre el ejercicio 2015.

Al respecto se indica que, a la fecha de elaboración del presente informe se han incluido 22,1 M€ en ejecución de las sentencias relativas a la minoración para el año 2006 (Nuclenor, por importe de 17.914.559 euros) y para el año 2007 (Iberdrola Generación, por importe de 4.171.257 euros) de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente.

- **Desajuste de ejercicios anteriores**

Según las previsiones de la propuesta de Orden, como resultado de mantener los precios de la Orden IET/2444/2014 y de los pagos por capacidad, se producirá un desvío positivo en el periodo de previsión.

Esta Comisión considera que conforme se establece en el artículo 13 de la Ley 24/2013, los ingresos regulados de un ejercicio deben ser suficientes para cubrir los costes previstos para el mismo ejercicio.

En consecuencia, se deberían realizar los ajustes necesarios en los distintos precios regulados a efectos de asegurar que no se producen desajustes, ni positivos ni negativos.

4.4. Sobre la sostenibilidad del sistema

En el Cuadro 25 se presenta el escenario de ingresos y costes previstos en la Memoria que acompaña la propuesta de Orden para el periodo 2015-2020. 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 de previstos para 2015, dando lugar a desajustes positivos en todos los años del periodo de proyección.

Cuadro 25. Escenario de ingresos y costes del periodo 2015-2020 según la propuesta de Orden

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ingresos por peajes de acceso, cargos y otros (miles €) (A)	15.389.219	15.461.818	15.534.417	15.645.016	15.815.415	15.985.814
Ingresos externos a peajes (miles €) (B)	3.320.000	3.169.822	3.195.530	3.246.498	3.270.261	3.340.929
Ingresos Ley 15/2011	2.989.700	2.819.822	2.845.530	2.896.498	2.920.261	2.990.929
Ingresos subastas CO ₂	330.300	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000
Ingresos totales (miles €) (C) = (A) + (B)	18.709.219	18.631.640	18.729.947	18.891.514	19.085.676	19.326.743
Costes de acceso (miles €) (D)	17.716.389	17.742.461	18.004.805	18.140.803	18.372.620	18.636.175
Retribución del transporte	1.712.124	1.753.464	1.819.585	1.862.332	1.906.226	1.951.301
Retribución de la distribución	5.041.464	5.100.282	5.121.449	5.152.672	5.194.748	5.248.559
Retribución específica RECORE	7.100.000	7.200.000	7.350.000	7.500.000	7.650.000	7.820.000
Retribución específica SNP	887.170	780.404	825.460	787.488	793.335	788.004
Moratoria Nuclear	35.760					
Segundo ciclo de combustible nuclear	138					
Tasa prestación de servicios sector eléctrico	20.661	20.661	20.661	20.661	20.661	20.661
Anualidades déficit de actividades reguladas	2.927.649	2.887.650	2.867.650	2.817.650	2.807.650	2.807.650
Desajuste de ejercicios anteriores	- 8.577					
Costes pagos por capacidad (miles €) (E)	735.000	779.000	615.000	590.000	556.000	528.000
Otros costes liquidables (miles) (F)	221.000	- 50.000	- 40.000	-	-	-
Impacto RDL 9/2013 sobre RE	- 120.000	- 50.000	- 40.000			
Ejecución de sentencias	60.000					
Retribución específica SNP ejercicios anteriores	191.000					
Previsión imputación diferencia de pérdidas	90.000					
Total costes regulados (miles €) (G) = (D) + (E) + (F)	18.672.389	18.471.461	18.579.805	18.730.803	18.928.620	19.164.175
Déficit (-)/superávit (*) (miles €) (C) - (G)	36.830	160.179	150.142	160.710	157.055	162.567

Fuente: Escandallo de costes de la Orden IET/2444/2014, propuesta de Orden y Memoria que le acompaña

Como ya se ha indicado, esta Comisión 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 2015-2020**

ANEXO I. Previsión del número de clientes, potencia contratada por periodo horario y consumo por periodo horario desagregada por peaje de acceso. Años 2015-2020

PREVISIONES CNMC 2015														
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Contratada (KW)						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	28.741.365	144.977.572	22.616.076	22.060.693	0	0	0	73.536.201	26.147.472	8.232.508	0	0	0	107.916.180
2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	25.814.841	105.370.858						57.323.293	0	0				57.323.293
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	1.282.048	7.111.988						2.387.465	5.045.023	0				7.432.488
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	5.471	16.846						11.048	9.007	9.796				29.851
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	706.594	8.609.382						5.860.304	0	0				5.860.304
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	175.973	2.117.226						977.816	1.940.396	0				2.918.212
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	825	9.836						2.830	2.674	3.313				8.816
3.0 A (Pc > 15 kWh)	755.613	21.741.436	22.616.076	22.060.693	0	0	0	6.973.446	19.150.371	8.219.399				34.343.216
MEDIDA TENSION	106.631	19.920.707	20.836.080	21.463.780	14.169.031	14.275.482	17.933.683	8.607.067	13.328.894	9.773.498	5.421.398	7.867.512	29.736.851	74.735.219
3.1 A (1 kV a 36 kV)	86.218	6.269.909	6.916.223	7.384.806	0	0	0	3.359.009	6.662.615	6.434.919	0	0	0	16.456.542
6.1A (1 kV a 30 kV)	19.257	12.449.278	12.664.718	12.817.561	12.904.620	13.004.375	16.319.359	4.790.261	6.057.534	3.014.044	4.885.143	7.125.510	27.359.238	53.231.730
6.1B (30 kV a 36 kV)	1.156	1.201.520	1.255.139	1.261.413	1.264.411	1.271.107	1.614.324	457.797	608.745	324.534	536.255	742.002	2.377.613	5.046.947
ALTA TENSION	2.615	8.293.610	8.919.800	9.136.236	9.334.409	9.407.051	11.138.841	3.387.516	4.882.478	2.203.684	3.793.327	5.774.839	31.226.602	51.268.445
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.610	3.101.885	3.230.201	3.274.481	3.302.393	3.314.794	4.104.979	1.280.930	1.765.221	816.597	1.362.792	2.022.716	9.741.132	16.989.388
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	429	1.490.023	1.726.286	1.737.336	1.787.933	1.827.501	2.111.452	590.791	883.575	434.146	748.281	1.143.114	5.970.588	9.770.494
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	575	3.701.702	3.963.312	4.124.418	4.244.083	4.264.755	4.766.410	1.515.794	2.233.683	952.941	1.682.254	2.609.009	15.153.792	24.147.472
Peaje Trasvase Tajo Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	0	0	0	0	0	361.091	361.091
Total Nacional	28.850.611	173.191.889	52.371.956	52.660.709	23.503.440	23.682.533	29.072.524	85.530.783	44.358.843	20.209.689	9.214.725	13.642.351	60.963.453	233.919.844

PREVISIONES CNMC 2016

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Contratada (KW)						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	28.741.365	144.542.744	22.163.754	21.619.480	0	0	0	73.536.201	26.147.472	8.232.508	0	0	0	107.916.180
2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	25.814.841	105.370.858						57.323.293						57.323.293
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	1.282.048	7.111.988						2.387.465	5.045.023	0				7.432.488
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	5.471	16.846						11.048	9.007	9.796				29.851
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	706.594	8.609.382						5.860.304						5.860.304
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	175.973	2.117.226						977.816	1.940.396	0				2.918.212
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	825	9.836						2.830	2.674	3.313				8.816
3.0 A (Pc > 15 kWh)	755.613	21.306.607	22.163.754	21.619.480				6.973.446	19.150.371	8.219.399				34.343.216
MEDIDA TENSIÓN	106.631	19.522.293	20.419.358	21.034.505	13.885.651	13.989.973	17.575.009	8.852.368	13.708.767	10.052.042	5.575.908	8.091.736	30.584.351	76.865.173
3.1 A (1 kV a 36 kV)	86.218	6.144.511	6.777.898	7.237.110	0	0	0	3.454.740	6.852.499	6.618.314	0	0	0	16.925.554
6.1A (1 kV a 30 kV)	19.257	12.200.292	12.411.424	12.561.210	12.646.528	12.744.288	15.992.972	4.926.784	6.230.174	3.099.945	5.024.369	7.328.587	28.138.976	54.748.834
6.1B (30 kV a 36 kV)	1.156	1.177.490	1.230.036	1.236.185	1.239.123	1.245.685	1.582.038	470.845	626.094	333.783	551.539	763.149	2.445.375	5.190.785
ALTA TENSION	2.615	8.293.610	8.919.800	9.136.236	9.334.409	9.407.051	11.138.841	3.472.203	5.004.540	2.258.776	3.888.160	5.919.210	32.007.267	52.550.156
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.610	3.101.885	3.230.201	3.274.481	3.302.393	3.314.794	4.104.979	1.312.954	1.809.351	837.012	1.396.862	2.073.284	9.984.660	17.414.123
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	429	1.490.023	1.726.286	1.737.336	1.787.933	1.827.501	2.111.452	605.561	905.664	444.999	766.988	1.171.692	6.119.852	10.014.757
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	575	3.701.702	3.963.312	4.124.418	4.244.083	4.264.755	4.766.410	1.553.689	2.289.525	976.764	1.724.310	2.674.234	15.532.636	24.751.159
Peaje Tránsito Seguro	1	0	0	0	0	0	156.000	0	0	0	0	0	370.118	370.118
Total Nacional	28.850.611	172.358.646	51.502.912	51.790.220	23.220.060	23.397.023	28.713.850	85.860.773	44.860.779	20.543.326	9.464.068	14.010.946	62.591.618	237.331.509

PREVISIONES CNMC 2017

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Contratada (KW)						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	29.028.779	145.035.688	22.163.754	21.619.480	0	0	0	74.271.563	26.408.946	8.314.833	0	0	0	108.995.342
2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	26.072.989	105.792.341						57.896.526						57.896.526
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	1.294.869	7.140.436						2.411.339	5.095.473	0				7.506.813
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	5.526	16.913						11.158	9.097	9.894				30.150
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	713.660	8.643.820						5.918.907						5.918.907
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	177.733	2.125.695						987.594	1.959.800	0				2.947.394
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	834	9.876						2.858	2.700	3.346				8.905
3.0 A (Pc > 15 kWh)	763.169	21.306.607	22.163.754	21.619.480				7.043.180	19.341.875	8.301.593				34.686.648
MEDIDA TENSIÓN	107.697	19.522.293	20.419.358	21.034.505	13.885.651	13.989.973	17.575.009	9.117.939	14.120.030	10.353.604	5.743.185	8.334.488	31.501.882	79.171.128
3.1 A (1 kV a 36 kV)	87.080	6.144.511	6.777.898	7.237.110	0	0	0	3.558.383	7.058.074	6.816.864	0	0	0	17.433.321
6.1A (1 kV a 30 kV)	19.450	12.200.292	12.411.424	12.561.210	12.646.528	12.744.288	15.992.972	5.074.587	6.417.079	3.192.943	5.175.100	7.548.444	28.983.145	56.391.299
6.1B (30 kV a 36 kV)	1.168	1.177.490	1.230.036	1.236.185	1.239.123	1.245.685	1.582.038	484.970	644.877	343.797	568.085	786.044	2.518.737	5.346.508
ALTA TENSION	2.641	8.293.610	8.919.800	9.136.236	9.334.409	9.407.051	11.138.841	3.555.536	5.124.649	2.312.986	3.981.476	6.061.271	32.775.441	53.811.360
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.627	3.101.885	3.230.201	3.274.481	3.302.393	3.314.794	4.104.979	1.344.465	1.852.776	857.100	1.430.386	2.123.043	10.224.292	17.832.062
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	433	1.490.023	1.726.286	1.737.336	1.787.933	1.827.501	2.111.452	620.094	927.400	455.679	785.396	1.199.813	6.266.729	10.255.111
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	581	3.701.702	3.963.312	4.124.418	4.244.083	4.264.755	4.766.410	1.590.978	2.344.473	1.000.206	1.765.694	2.738.416	15.905.420	25.345.187
Peaje Tránsito Tajo Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	0	0	0	0	0	379.001	379.001
Total Nacional	29.139.117	172.851.591	51.502.912	51.790.220	23.220.060	23.397.023	28.713.850	86.945.039	45.653.625	20.981.423	9.724.661	14.395.759	64.277.323	241.977.830

PREVISIONES CNMC 2018

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Contratada (KW)						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	29.319.067	145.548.541	22.163.754	21.619.480	0	0	0	75.182.349	26.690.703	8.398.014	0	0	0	110.271.067
2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	26.333.719	106.215.511						58.620.233						58.620.233
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	1.307.817	7.176.138						2.441.481	5.159.167	0				7.600.648
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	5.581	16.998						11.298	9.211	10.018				30.527
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	720.797	8.687.039						5.992.893						5.992.893
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	179.510	2.136.324						999.939	1.984.298	0				2.984.237
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	842	9.925						2.894	2.734	3.388				9.016
3.0 A (Pc > 15 kWh)	770.801	21.306.607	22.163.754	21.619.480				7.113.612	19.535.294	8.384.609				35.033.515
MEDIDA TENSIÓN	108.774	19.522.293	20.419.358	21.034.505	13.885.651	13.989.973	17.575.009	9.391.478	14.543.631	10.664.212	5.915.481	8.584.522	32.446.938	81.546.262
3.1 A (1 kV a 36 kV)	87.951	6.144.511	6.777.898	7.237.110	0	0	0	3.665.134	7.269.816	7.021.370	0	0	0	17.956.320
6.1A (1 kV a 30 kV)	19.645	12.200.292	12.411.424	12.561.210	12.646.528	12.744.288	15.992.972	5.226.825	6.609.592	3.288.731	5.330.353	7.774.898	29.852.640	58.083.038
6.1B (30 kV a 36 kV)	1.179	1.177.490	1.230.036	1.236.185	1.239.123	1.245.685	1.582.038	499.519	664.223	354.111	585.127	809.625	2.594.299	5.506.904
ALTA TENSION	2.668	8.335.078	8.964.399	9.181.917	9.381.081	9.454.086	11.193.755	3.651.536	5.263.014	2.375.437	4.088.976	6.224.926	33.660.378	55.264.266
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.643	3.117.394	3.246.352	3.290.854	3.318.905	3.331.368	4.125.504	1.380.765	1.902.801	880.242	1.469.007	2.180.365	10.500.348	18.313.527
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	437	1.497.473	1.734.917	1.746.023	1.796.873	1.836.639	2.122.010	636.837	952.440	467.983	806.602	1.232.208	6.435.930	10.531.999
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	586	3.720.211	3.983.129	4.145.040	4.265.303	4.286.079	4.790.242	1.633.934	2.407.774	1.027.212	1.813.368	2.812.353	16.334.866	26.029.507
Peaje Tránsito Tajo Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	0	0	0	0	0	389.234	389.234
Total Nacional	29.430.509	173.405.912	51.547.511	51.835.901	23.266.732	23.444.059	28.768.764	88.225.363	46.497.349	21.437.663	10.004.456	14.809.448	66.107.316	247.081.596

PREVISIONES CNMC 2019

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Contratada (KW)						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	29.612.257	146.294.628	22.385.392	21.835.674	0	0	0	76.274.516	26.993.387	8.482.062	0	0	0	111.749.965
2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	26.597.056	106.640.373						59.499.536						59.499.536
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	1.320.896	7.219.195						2.478.103	5.236.554	0				7.714.658
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	5.637	17.100						11.467	9.349	10.168				30.984
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	728.005	8.739.161						6.082.786						6.082.786
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	181.305	2.149.142						1.014.938	2.014.062	0				3.029.000
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	850	9.985						2.938	2.775	3.439				9.151
3.0 A (Pc > 15 kWh)	778.509	21.519.673	22.385.392	21.835.674				7.184.748	19.730.647	8.468.455				35.383.850
MEDIDA TENSIÓN	109.862	19.717.516	20.623.552	21.244.850	14.024.507	14.129.872	17.750.759	9.673.222	14.979.940	10.984.138	6.092.945	8.842.058	33.420.347	83.992.650
3.1 A (1 kV a 36 kV)	88.830	6.205.956	6.845.677	7.309.481	0	0	0	3.775.088	7.487.911	7.232.011	0	0	0	18.495.010
6.1A (1 kV a 30 kV)	19.841	12.322.295	12.535.538	12.686.822	12.772.993	12.871.731	16.152.901	5.383.629	6.807.879	3.387.393	5.490.264	8.008.144	30.748.219	59.825.529
6.1B (30 kV a 36 kV)	1.191	1.189.264	1.242.337	1.248.547	1.251.514	1.258.142	1.597.858	514.505	684.150	364.734	602.681	833.914	2.672.128	5.672.111
ALTA TENSION	2.694	8.418.429	9.054.043	9.273.736	9.474.892	9.548.627	11.304.132	3.753.779	5.410.379	2.441.949	4.203.467	6.399.223	34.602.868	56.811.666
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.659	3.148.568	3.278.816	3.323.762	3.352.094	3.364.682	4.166.759	1.419.426	1.956.079	904.889	1.510.139	2.241.415	10.794.358	18.826.306
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	442	1.512.448	1.752.267	1.763.483	1.814.841	1.855.005	2.143.230	654.668	979.108	481.086	829.186	1.266.710	6.616.136	10.826.895
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	592	3.757.413	4.022.960	4.186.491	4.307.956	4.328.940	4.838.144	1.679.684	2.475.192	1.055.974	1.864.142	2.891.099	16.792.242	26.758.333
Peaje Tránsito Seguro	1	0	0	0	0	0	156.000	0	0	0	0	0	400.132	400.132
Total Nacional	29.724.814	174.430.572	52.062.987	52.354.260	23.499.399	23.678.499	29.054.892	89.701.517	47.383.706	21.908.149	10.296.412	15.241.282	68.023.215	252.554.281

PREVISIONES CNMC 2020

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Contratada (KW)						Energía Consumida (MWh)						TOTAL
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
BAJA TENSION	29.908.380	147.358.294	22.609.246	22.054.031	0	0	0	77.520.890	27.314.161	8.566.977	0	0	0	113.402.028
2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	26.863.027	107.365.527						60.511.028						60.511.028
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	1.334.105	7.268.285						2.520.231	5.325.576	0				7.845.807
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	5.693	17.216						11.662	9.508	10.341				31.511
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	735.285	8.798.588						6.186.194						6.186.194
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	183.118	2.163.756						1.032.192	2.048.301	0				3.080.493
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	859	10.052						2.987	2.822	3.497				9.307
3.0 A (Pc > 15 kWh)	786.294	21.734.870	22.609.246	22.054.031				7.256.596	19.927.953	8.553.140				35.737.688
MEDIDA TENSIÓN	110.961	19.914.691	20.829.787	21.457.298	14.164.752	14.271.171	17.928.267	9.963.419	15.429.338	11.313.662	6.275.733	9.107.320	34.422.957	86.512.429
3.1 A (1 kV a 36 kV)	89.718	6.268.016	6.914.134	7.382.576	0	0	0	3.888.341	7.712.548	7.448.971	0	0	0	19.049.860
6.1A (1 kV a 30 kV)	20.039	12.445.518	12.660.894	12.813.690	12.900.723	13.000.448	16.314.430	5.545.138	7.012.116	3.489.015	5.654.972	8.248.389	31.670.666	61.620.295
6.1B (30 kV a 36 kV)	1.203	1.201.157	1.254.760	1.261.032	1.264.029	1.270.723	1.613.836	529.940	704.674	375.676	620.762	858.931	2.752.291	5.842.274
ALTA TENSION	2.721	8.502.613	9.144.583	9.366.473	9.569.641	9.644.113	11.415.614	3.858.885	5.561.869	2.510.324	4.321.164	6.578.402	35.571.749	58.402.393
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.676	3.180.054	3.311.604	3.357.000	3.385.615	3.398.328	4.208.426	1.459.170	2.010.849	930.226	1.552.423	2.304.175	11.096.600	19.353.443
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	446	1.527.572	1.769.789	1.781.118	1.832.990	1.873.555	2.164.662	672.999	1.006.523	494.557	852.404	1.302.178	6.801.388	11.130.048
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	598	3.794.987	4.063.190	4.228.356	4.351.036	4.372.229	4.886.526	1.726.715	2.544.497	1.085.541	1.916.338	2.972.050	17.262.425	27.507.566
Peaje Tránsito Tajo Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	0	0	0	0	0	411.336	411.336
Total Nacional	30.022.062	175.775.598	52.583.616	52.877.803	23.734.393	23.915.284	29.343.881	91.343.193	48.305.368	22.390.963	10.596.898	15.685.722	69.994.706	258.316.850

ANEXO II. PREVISIÓN DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY 15/2012. AÑOS 2015-2020

ANEXO II. Previsión de ingresos procedentes de la Ley 15/2012. Años 2015-2020

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

A continuación se detallan las hipótesis consideradas en la estimación de los ingresos derivados de la aplicación de la Ley 15/2012.

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
 - Para el periodo 2015-2018, el precio medio aritmético del mercado de cada año se corresponde con la media aritmética de las cotizaciones diarias de los contratos de producto base trimestrales y anuales de OMIP (hasta el 26/03/2015): 48,12 €/MWh, 46,10 €/MWh, 47,93 €/MWh y 46,09 €/MWh.
 - Para los ejercicios 2019 y 2020 se ha mantenido el precio de 2018, por no disponer de cotizaciones.
 - Los precios se han apuntado por tecnología según el apuntamiento registrado en el periodo de abril 2014–marzo 2015 (se consideran los ingresos debidos a todos los segmentos, a excepción de pagos por capacidad).

- Cobertura de la demanda en 2015

La generación por tecnología prevista para el ejercicio 2015, así como los costes derivados del régimen retributivo específico de la producción con tecnología renovable, cogeneración y residuos es la recogida en el Informe de la CNMC 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 para 2015¹⁰.

¹⁰ Disponible en

http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/141126_%20Inf_DGPEM_ingresosycostes_ee_2014_2015.pdf

- Cobertura de la demanda en el sistema peninsular 2016-2020
 - La producción hidráulica y nuclear prevista para el periodo 2016-2020 se corresponde la considerada en el Documento de Planificación.
 - La producción de los ciclos combinados y de las instalaciones de cogeneración para el periodo 2016-2020 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 2015-2020.
 - En relación al régimen retributivo específico de la producción con tecnología renovable, cogeneración y residuos se considera que tanto la producción como su coste en 2016 será similar a la prevista para 2015. A partir de 2017, se toma el escenario incluido en el Documento de planificación, con dos excepciones: la cogeneración (con el escenario de previsión de la CNMC) y la eólica, para la cual se han toman los valores del escenario superior de demanda del Documento de planificación.
 - 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 2016-2020
 - Se mantiene constante la producción de las instalaciones de producción renovable, cogeneración y residuos prevista para 2015 durante el periodo 2016-2020.
 - 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 2015-2020. Al respecto se indica que dicha previsión considera que la planta de regasificación de Tenerife entrará en funcionamiento el 1 de julio de 2018 y la planta de regasificación de Las Palmas el 1 de julio de 2019.
 - 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 €)
2015	1.651.737
2016	1.641.547
2017	1.684.581
2018	1.678.077
2019	1.707.111
2020	1.742.334

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

Esta Comisión no 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 2015.

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 €)
2015	256.684
2016	256.684
2017	256.684
2018	256.684
2019	256.684
2020	256.684

Fuente: CNMC

No obstante lo anterior, la cifra prevista podría ser superior si finalmente entrara en funcionamiento de nuevo la Central Nuclear de Garoña.

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

El pasado 25 de marzo se publicó en el BOE el Real Decreto 198/2015, de 23 de marzo, que desarrolla el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de Aguas y regula el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica en las demarcaciones intercomunitarias.

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

En la estimación de los ingresos procedentes del canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica se ha tenido la información aportada en la Memoria que acompaña al Real Decreto 198/2015¹¹, 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 €)
2015	263.675
2016	235.652
2017	230.482
2018	221.834
2019	221.697
2020	221.578

Fuente: CNMC y OS

Ingresos procedentes de impuestos especiales

¹¹ Disponible en http://transparencia.gob.es/es_ES/buscar/contenido/normavigente/NormaEV03D2-20151101

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 €)
2015	432.120	311.566
2016	433.407	286.429
2017	436.559	313.230
2018	442.190	335.113
2019	450.705	340.320
2020	462.964	343.511

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. Respecto de los volúmenes de emisión de CO₂ se traslada la incertidumbre puesta de manifiesto por el MAGRAMA, sobre todo para los ejercicios 2019 y 2020, debido a que actualmente está en proceso la reforma del mercado.

Cuadro 5. Previsión de los ingresos por las subasta de derechos de emisión de gases de efecto invernadero

Año	Precio derechos de emisión de CO ₂ (€/t) (1)	Derechos de emisión de CO ₂ (mt)	Ingresos por las subasta de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (miles €)
2015	6,195	62.000	345.681
2016	7,214	70.000	450.000
2017	7,344	87.000	450.000
2018	7,454	87.000	450.000
2019	7,646	112.000	450.000
2020	7,876	137.000	450.000

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

(1) Media aritmética de las cotizaciones registradas entre 31 de
marzo al 7 de abril de los contratos CE EUA Futures December
2016–2020.

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.

CIERRE 2015												
TECNOLOGÍA	Generación (GWh)	Ingresos medios generación (€/MWh)	Ingresos generación (Miles €)	Recaudación Impuesto sobre la producción (Miles €)	Impuesto especial €/MWh	Recaudación Estado Impuesto Carbón (Miles €)	Recaudación Estado I.I.EE. hidrocarburos (Miles €)	Recaudación Impuesto nuclear (Miles €)	Canon hidráulico €/MWh	Recaudación canon hidráulico (Miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (Miles €)	
Nuclear	53.351	48	2.568.031	179.762				256.684			436.446	
Hidráulica	29.009	54	1.564.688	109.528					0,17	256.935	366.463	
Bombeo generación	1.732	68	117.865	8.251					0,02	2.413	10.664	
Carbón	43.721	64	2.812.733	196.891	6,69	292.305					489.196	
CCGT	22.494	96	2.170.166	151.912	4,68		105.272				257.184	
Fuel gas	-	-	-	-	3,08						-	
Generación Eléctrica Peninsular									0,02	4.327	22.805	
Resto hidráulica	5.615	47	263.973	18.478							22.805	
Eólica	54.422	42	2.276.558	159.359							159.359	
Solar fotovoltaica	7.803	50	388.026	27.162							27.162	
Solar térmica	5.589	50	277.929	19.455							19.455	
Térmica renovable	8.189	50	410.807	28.757	0,28		2.257				31.014	
Cogeneración y resto	21.555	50	1.081.322	75.693	0,28		5.942				81.635	
RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA			6.552.254	458.658							458.658	
PAGOS POR CAPACIDAD			429.622	30.074							30.074	
Generación Eléctrica Territorios No Peninsulares												
Producción exenta IIEE	8.530	198	1.691.243	118.387							118.387	
Producción - Gas Natural	671	198	133.039	9.313	4,68		3.140				12.453	
Producción - Carbón	2.881	198	571.216	39.985	6,69	19.262					59.247	
Producción - Fuel	399	198	79.110	5.538	3,08		1.228				6.766	
Producción - Gasoil	112	198	22.206	1.554	5,76		645				2.199	
Régimen retributivo específico exento IIEE	1.058	50	52.960	3.707							3.707	
Régimen retributivo específico - Gas natural	17	50	851	60	4,68		80				139	
Régimen retributivo específico - Gasoil	11	50	551	39	5,76		63				102	
RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA			131.090	9.176							9.176	
Gas Natural												
GN CCG	49.930											
GN cogeneración	56.453				1,44		81.292				81.292	
GN uso industrial	133.370				0,54		72.020				72.020	
GN uso doméstico	68.453				2,34		160.180				160.180	
				1.651.737		311.566	432.120	256.684		263.675	2.915.783	

		2016										
TECNOLOGÍA		Generación (GWh)	Ingresos medios generación (€/MWh)	Ingresos generación (Miles €)	Recaudación Impuesto sobre la producción (Miles €)	Impuesto especial €/MWh	Impuesto Carbón (Miles €)	Recaudación Estado I.I.EE. hidrocarburos (Miles €)	Recaudación Impuesto nuclear (Miles €)	Canon hidráulico €/MWh	Recaudación canon hidráulico (Miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (Miles €)
Generación Eléctrica Sistema Peninsular	Nuclear	59.670	47	2.815.478	197.083				256.684			453.767
	Hidráulica	26.072	53	1.378.481	96.494					0,17	226.358	322.852
	Bombeo generación	3.700	67	246.757	17.273					0,02	5.053	22.326
	Carbón	39.961	63	2.520.079	176.406	6,69	267.167					443.573
	CCGT	23.264	95	2.200.096	154.007	4,68		108.874				262.880
	Fuel gas	-	-	-	-	3,08						-
	Resto hidráulica	5.615	46	258.761	18.113					0,02	4.242	22.355
	Eólica	54.422	41	2.231.604	156.212							156.212
	Solar fotovoltaica	7.803	49	380.364	26.625							26.625
	Solar térmica	5.589	49	272.441	19.071							19.071
Térmica renovable	8.189	49	402.695	28.189	0,28		2.257				30.446	
Cogeneración y resto	21.731	49	1.068.643	74.805	0,28		5.991				80.796	
RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA				6.552.254	458.658							458.658
PAGOS POR CAPACIDAD				414.707	29.029							29.029
Generación Eléctrica Territorios No Peninsulares	Producción exenta IIEE	8.667	198	1.718.364	120.286							120.286
	Producción - Gas Natural	671	198	133.039	9.313	4,68		3.140				12.453
	Producción -Carbón	2.881	198	571.216	39.985	6,69	19.262					59.247
	Producción - Fuel	399	198	79.110	5.538	3,08		1.228				6.766
	Producción - Gasoil	112	198	22.206	1.554	5,76		645				2.199
	Régimen retributivo específico exento IIEE	1.058	49	51.908	3.634							3.634
	Régimen retributivo específico - Gas natural	17	49	841	59	4,68		80				139
	Régimen retributivo específico - Gasoil	11	49	540	38	5,76		63				101
RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA				131.090	9.176							9.176
Gas Natural	GN CCG	49.930										-
	GN cogeneración	56.915				1,44		81.957				81.957
	GN uso industrial	135.034				0,54		72.918				72.918
	GN uso doméstico	66.775				2,34		156.253				156.253
					1.641.547		286.429	433.407	256.684		235.652	2.853.719

		2017										
TECNOLOGÍA		Generación (GWh)	Ingresos medios generación (€/MWh)	Ingresos generación (Miles €)	Recaudación Impuesto sobre la producción (Miles €)	Impuesto especial €/MWh	Recaudación Impuesto Carbón (Miles €)	Recaudación Estado II.EE. hidrocarburos (Miles €)	Recaudación Impuesto nuclear (Miles €)	Canon hidráulico €/MWh	Recaudación canon hidráulico (Miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (Miles €)
Generación Eléctrica Sistema Peninsular	Nuclear	59.670	46	2.749.859	192.490				256.684			449.174
	Hidráulica	26.054	52	1.345.430	94.180					0,17	220.931	315.111
	Bombeo generación	3.920	65	255.336	17.874					0,02	5.228	23.102
	Carbón	43.970	62	2.708.261	189.578	6,69	293.969					483.547
	CCGT	23.264	92	2.148.819	150.417	4,68		108.874				259.291
	Fuel gas	-	-	-	-	3,08						-
	Resto hidráulica	5.859	45	263.703	18.459					0,02	4.323	22.782
	Eólica	53.071	40	2.125.505	148.785							148.785
	Solar fotovoltaica	7.717	48	367.381	25.717							25.717
	Solar térmica	6.169	48	293.709	20.560							20.560
Térmica renovable	8.189	48	393.310	27.532	0,28		2.257				29.789	
Cogeneración y resto	21.973	48	1.055.340	73.874	0,28		6.057				79.931	
RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA				7.218.910	505.324							
PAGOS POR CAPACIDAD				391.718	27.420							27.420
Generación Eléctrica Territorios No Peninsulares	Producción exenta IIEE	8.874	198	1.759.453	123.162							123.162
	Producción - Gas Natural	671	198	133.039	9.313	4,68		3.140				12.453
	Producción -Carbón	2.881	198	571.216	39.985	6,69	19.262					59.247
	Producción - Fuel	399	198	79.110	5.538	3,08		1.228				6.766
	Producción - Gasoil	112	198	22.206	1.554	5,76		645				2.199
	Régimen retributivo específico exento IIEE	1.058	48	50.689	3.548							3.548
	Régimen retributivo específico - Gas natural	17	48	831	58	4,68		81				139
	Régimen retributivo específico - Gasoil	11	48	527	37	5,76		63				100
RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA				131.090	9.176							9.176
Gas Natural	GN CCG	49.930										-
	GN cogeneración	57.547				1,44		82.868				82.868
	GN uso industrial	136.900				0,54		73.926				73.926
	GN uso doméstico	67.273				2,34		157.418				157.418
					1.684.581		313.230	436.559	256.684		230.482	2.416.212

		2018										
TECNOLOGÍA	Generación (GWh)	Ingresos medios generación (€/MWh)	Ingresos generación (Miles €)	Recaudación Impuesto sobre la producción (Miles €)	Impuesto especial €/MWh	Recaudación Impuesto Carbón (Miles €)	Recaudación Estado II.EE. hidrocarburos (Miles €)	Recaudación Impuesto nuclear (Miles €)	Canon hidráulico €/MWh	Recaudación canon hidráulico (Miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (Miles €)	
Generación Eléctrica Sistema Peninsular	Nuclear	59.670	44	2.644.586	185.121			256.684			441.805	
	Hidráulica	26.036	50	1.293.033	90.512				0,17	212.327	302.839	
	Bombeo generación	4.180	63	261.848	18.329				0,02	5.362	23.691	
	Carbón	47.243	59	2.798.464	195.892	6,69	315.852				511.744	
	CCGT	23.264	89	2.066.556	144.659	4,68		108.874			253.533	
	Fuel gas	-	-	-	-	3,08						
	Resto hidráulica	5.842	43	252.870	17.701				0,02	4.145	21.846	
	Eólica	53.797	39	2.072.086	145.046						145.046	
	Solar fotovoltaica	7.866	46	360.158	25.211						25.211	
	Solar térmica	6.055	46	277.243	19.407						19.407	
Térmica renovable	8.189	46	378.253	26.478	0,28		2.257			28.735		
Cogeneración y resto	22.261	46	1.028.253	71.978	0,28		6.137			78.115		
Retribución específica			7.368.910	515.824								
PAGOS POR CAPACIDAD			375.447	26.281							26.281	
Generación Eléctrica Territorios No Peninsulares	Producción exenta IIEE	8.687	198	1.722.415	120.569						120.569	
	Producción - Gas Natural	1.103	198	218.734	15.311	4,68	5.163				20.474	
	Producción - Carbón	2.881	198	571.216	39.985	6,69	19.262				59.247	
	Producción - Fuel	399	198	79.110	5.538	3,08		1.228			6.766	
	Producción - Gasoil	112	198	22.206	1.554	5,76		645			2.199	
	Régimen retributivo específico exento IIEE	1.057	46	48.737	3.412						3.412	
	Régimen retributivo específico - Gas natural	18	46	810	57	4,68		82			139	
Régimen retributivo específico - Gasoil	11	46	507	35	5,76		63			99		
RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA			131.090	9.176							9.176	
Gas Natural	GN CCG	52.122										
	GN cogeneración	58.302				1,44	83.955				83.955	
	GN uso industrial	139.032				0,54	75.077				75.077	
	GN uso doméstico	67.824				2,34	158.707				158.707	
				1.678.077			335.113	442.190	256.684	221.834	2.418.074	

		2019										
TECNOLOGÍA	Generación (GWh)	Ingresos medios generación (€/MWh)	Ingresos generación (Miles €)	Recaudación Impuesto sobre la producción (Miles €)	Impuesto especial €/MWh	Recaudación Impuesto Carbón (Miles €)	Recaudación Estado II.EE. hidrocarburos (Miles €)	Recaudación Impuesto nuclear (Miles €)	Canon hidráulico €/MWh	Recaudación canon hidráulico (Miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (Miles €)	
Generación Eléctrica Sistema Peninsular	Nuclear	59.670	44	2.644.586	185.121			256.684			441.805	
	Hidráulica	26.018	50	1.292.145	90.450				0,17	212.181	302.631	
	Bombeo generación	4.200	63	263.101	18.417				0,02	5.387	23.804	
	Carbón	48.022	59	2.844.594	199.122	6,69	321.058				520.180	
	CCGT	23.380	89	2.076.889	145.382	4,68		109.418			254.800	
	Fuel gas	-	-	-	-	3,08					-	-
	Resto hidráulica	5.818	43	251.862	17.630				0,02	4.128	21.759	
	Eólica	57.000	39	2.195.448	153.681							153.681
	Solar fotovoltaica	8.293	46	379.696	26.579							26.579
	Solar térmica	6.483	46	296.832	20.778							20.778
	Térmica renovable	8.189	46	378.253	26.478	0,28		2.257				28.735
	Cogeneración y resto	22.619	46	1.044.761	73.133	0,28		6.235				79.369
	RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA			7.518.910	526.324							
PAGOS POR CAPACIDAD			348.814	24.417							24.417	
Generación Eléctrica Territorios No Peninsulares	Producción exenta IIEE	8.169	198	1.619.574	113.370						113.370	
	Producción - Gas Natural	1.907	198	378.155	26.471	4,68	8.926				35.397	
	Producción - Carbón	2.881	198	571.216	39.985	6,69	19.262				59.247	
	Producción - Fuel	399	198	79.110	5.538	3,08		1.228			6.766	
	Producción - Gasoil	112	198	22.206	1.554	5,76		645			2.199	
	Régimen retributivo específico exento IIEE	1.057	46	48.724	3.411							3.411
	Régimen retributivo específico - Gas natural	18	46	823	58	4,68		84				141
Régimen retributivo específico - Gasoil	11	46	507	35	5,76		63				99	
Retribución específica			131.090	9.176							9.176	
Gas Natural	GN CCG	56.432			-						-	
	GN cogeneración	59.238				1,44	85.303				85.303	
	GN uso industrial	141.386				0,54	76.349				76.349	
	GN uso doméstico	68.460				2,34	160.196				160.196	
				1.707.111			340.320	450.705	256.684	221.697	2.450.192	

		2020										
TECNOLOGÍA	Generación (GWh)	Ingresos medios generación (€/MWh)	Ingresos generación (Miles €)	Recaudación Impuesto sobre la producción (Miles €)	Impuesto especial €/MWh	Recaudación Impuesto Carbón (Miles €)	Recaudación Estado II.EE. hidrocarburos (Miles €)	Recaudación Impuesto nuclear (Miles €)	Canon hidráulico €/MWh	Recaudación canon hidráulico (Miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (Miles €)	
Generación Eléctrica Sistema Peninsular	Nuclear	59.670	44	2.644.586	185.121			256.684			441.805	
	Hidráulica	26.000	50	1.291.256	90.388				0,17	212.035	302.423	
	Bombeo generación	4.220	63	264.354	18.505				0,02	5.413	23.918	
	Carbón	48.499	59	2.872.870	201.101	6,69	324.250				525.351	
	CCGT	24.437	89	2.170.764	151.954	4,68		114.364			266.317	
	Fuel gas	-	-	-	-	3,08						-
	Resto hidráulica	5.821	43	251.985	17.639				0,02	4.130	21.769	
	Eólica	61.310	39	2.361.455	165.302						165.302	
	Solar fotovoltaica	8.146	46	372.997	26.110						26.110	
	Solar térmica	6.305	46	288.692	20.208						20.208	
Térmica renovable	8.189	46	378.253	26.478	0,28		2.257			28.735		
Cogeneración y resto	23.027	46	1.063.626	74.454	0,28		6.348			80.802		
RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA			7.688.910	538.224								
PAGOS POR CAPACIDAD			325.851	22.810			-				22.810	
Generación Eléctrica Territorios No Peninsulares	Producción exenta IIEE	8.074	198	1.600.905	112.063						112.063	
	Producción - Gas Natural	2.322	198	460.307	32.221	4,68		10.865			43.087	
	Producción -Carbón	2.881	198	571.216	39.985	6,69	19.262				59.247	
	Producción - Fuel	399	198	79.110	5.538	3,08		1.228			6.766	
	Producción - Gasoil	112	198	22.206	1.554	5,76		645			2.199	
	Régimen retributivo específico exento IIEE	1.057	46	48.709	3.410						3.410	
	Régimen retributivo específico - Gas natural	18	46	838	59	4,68		85			144	
Régimen retributivo específico - Gasoil	11	46	507	35	5,76		63			99		
RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA			131.090	9.176							9.176	
Gas Natural	GN CCG	58.767			-						-	
	GN cogeneración	60.308				1,44		86.843			86.843	
	GN uso industrial	144.029				0,54		77.776			77.776	
	GN uso doméstico	69.440				2,34		162.489			162.489	
				1.742.334		343.511	462.964	256.684		221.578	2.488.848	

ANEXO III. PREVISIÓN DE LA ANUALIDADES PARA LA FINANCIACIÓN DEL DÉFIT. AÑOS 2015-2020

ANEXO III. Previsión de las anualidades para la financiación del déficit. Años 2015-2020

1. Proyección de anualidades correspondientes a FADE

Hasta la fecha actual se han realizado, en total, 48 emisiones de FADE. 11 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) y 3 en 2014 (de la 46ª a la 48ª).

El importe de las 3 emisiones realizadas en 2014 se ha destinado a refinanciar vencimientos de bonos emitidos por FADE. De la misma manera, todas las emisiones a realizar por el Fondo en el periodo 2015-2020 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 de 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.

Para llevar a cabo la estimación de las emisiones necesarias durante el periodo 2015-2020, se ha calculado la caja disponible del Fondo para cada uno de los años, teniendo en cuenta una previsión de los ingresos que recibirá FADE a través de las liquidaciones de las actividades reguladas del sector eléctrico y los pagos de cupones y principal a satisfacer a los bonistas, así como los gastos derivados de la gestión del Fondo. A través de este cálculo, se han estimado los volúmenes anuales de refinanciación que son necesarios para que el Fondo tenga suficiente caja disponible para atender todas sus obligaciones. A partir de esta estimación de las emisiones a realizar hasta 2020, y teniendo en cuenta las emisiones vivas a la fecha de cálculo, se ha calculado la TIR media ponderada del fondo a 30 de noviembre de cada año, la cual se emplea para el cálculo de la anualidad correspondiente al año siguiente.

Las amortizaciones de bonos en dicho periodo y las emisiones previstas destinadas a la refinanciación de dichos vencimientos se muestran en el siguiente cuadro.

Cuadro 1. Ajustes por amortizaciones y refinanciaciones a realizar por FADE en el periodo 2015-2020

AÑO	TIPO DE AJUSTE	FECHA DE AJUSTE	CANTIDAD A AMORTIZAR O REFINANCIAR (M€)
Año 2015	Amortización	17/06/2015	2.850
	Refinanciación	30/06/2015	2.300
	Amortización	17/12/2015	1.750
Año 2016	Refinanciación	30/06/2016	2.500
	Amortización	17/09/2016	2.225
	Amortización	17/12/2016	1.500
Año 2017	Amortización	17/03/2017	1.000
	Refinanciación	30/06/2017	2.000
	Amortización	17/09/2017	1.500
	Amortización	17/12/2017	944
Año 2018	Amortización	17/03/2018	1.825
	Refinanciación	30/06/2018	3.100
	Amortización	17/09/2018	2.225
Año 2019	Amortización	17/03/2019	2.225
	Refinanciación	30/06/2019	1.500

Fuente: CNMC y Dirección General del Tesoro

En relación a la información contenida en el cuadro anterior, se ha supuesto que las emisiones necesarias para refinanciación siempre se producen a mitad de año (30 de junio). Las fechas de las amortizaciones de bonos, por el contrario, son conocidas. En 2020 no sería necesaria la realización de ninguna emisión por parte del Fondo puesto que no existen amortizaciones previstas para ese año.

Por otra parte, se considera un plazo razonable de entre 4 y 10 años (7 años de media) para las refinanciaciones a realizar debido a que, por una parte, no se debería emitir a plazos inferiores a 2019-2020 por el gran número de vencimientos de bonos a satisfacer hasta el año 2018 y, por otra parte, no conviene emitir a más de 10 años ya que, a partir de 2025, el Fondo recibirá menos ingresos por sus derechos.

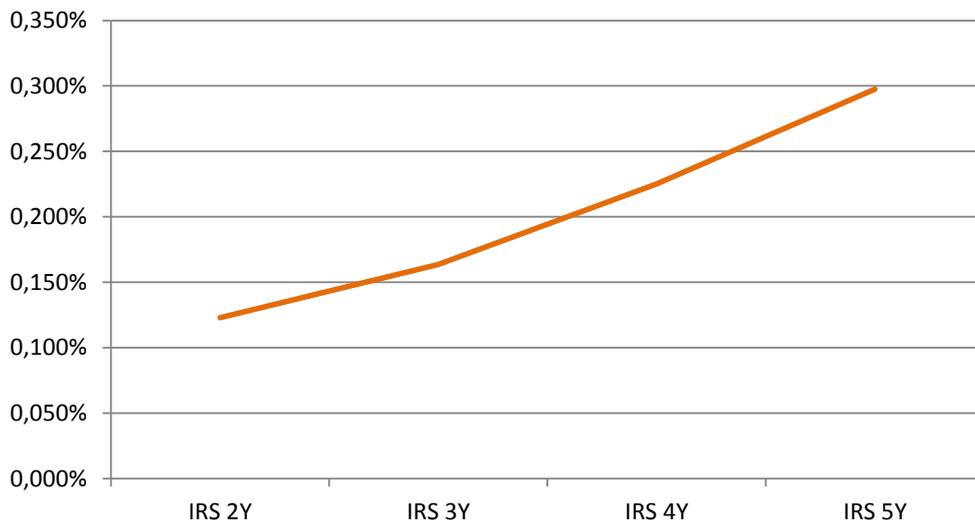
En lo que se refiere a la previsión de tipos de interés asociados a las operaciones de refinanciación, se han analizado dos escenarios diferentes:

- Escenario 1. Tipos de interés constantes:
 - Para las refinanciaciones correspondientes a los años 2015 y 2016, se ha considerado la media de la cotización de los últimos 3 meses del bono del Estado a 7 años más 15 puntos básicos (1,171%), puesto que en las últimas emisiones efectuadas por FADE, la TIR de la emisión con comisiones ha mostrado un diferencial de 15 puntos básicos con respecto al bono del tesoro con referencia más cercana, debido a la menor liquidez y mayor complejidad del activo. Se considera la cotización actual del bono

a 7 años como referencia bajo el supuesto de que se mantendrán las condiciones actuales hasta 2016, dado que el Banco Central Europeo ha anunciado su intención de continuar con su programa de compra de deuda actual al menos hasta el primer trimestre de 2016.

- Para las refinanciaciones correspondientes al periodo 2017-2020, se ha considerado que la referencia del Bono a 7 años más 15 puntos básicos, se mantendrá constante.
- Este escenario no considera, por tanto, cambios en los tipos de interés.
- **Escenario 2. Tipos de interés crecientes:**
 - Para las refinanciaciones correspondientes a los años 2015 y 2016, se consideran los mismos supuestos del Escenario 1.
 - Para las refinanciaciones correspondientes al periodo 2017-2020, se ha considerado que la referencia del Bono a 7 años más 15 puntos básicos se incrementará según un patrón de crecimiento análogo al mostrado por las medias de las cotizaciones de los últimos 3 meses de los IRS a 2, 3, 4 y 5 años. Dado que el mercado prevé una subida de tipos de interés en los próximos años, como se observa en el Gráfico 1, es razonable considerar un escenario de crecimiento de tipos a partir del año 2017.

Gráfico 1. Media de las cotizaciones de los últimos 3 meses de los IRS a 2, 3, 4 y 5 años



Fuente: Bloomberg y CNMC

- Este escenario incorpora, por tanto, los cambios previstos por el mercado en los tipos de interés.

Cuadro 2. Tipos de interés estimados para las emisiones del FADE en el periodo 2015-2020

	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2
TIR refinanciación 2015	1,171%	1,171%
TIR refinanciación 2016	1,171%	1,171%
TIR refinanciación 2017	1,171%	1,558%
TIR refinanciación 2018	1,171%	2,150%
TIR refinanciación 2019	1,171%	2,838%

Fuente: Bloomberg y CNMC

Considerando los anteriores escenarios para la evolución de los tipos de interés de las operaciones de refinanciación, se ha realizado una proyección de la previsión del coste total de FADE en el periodo de 2015-2020, obteniéndose los importes que se muestran a continuación.

Cuadro 3. Previsión del coste total de FADE en el periodo 2015-2020 (Escenario 1)

ESCENARIO 1 (miles €)

	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020
Anualidad	2.270.359,63	2.221.193,52	2.193.415,81	2.186.675,24	2.112.750,66	2.094.484,68
Ajuste 1	-9.586,53	-32.093,57	10.069,76	-16.109,64	-9.521,22	-
Ajuste 2	-33.470,58	4.336,09	-23.321,89	-31.795,64	-11.035,87	-
Ajuste 3	-235,20	775,93	6.203,65	-14.583,69	-	-
Ajuste 4	-	-	-544,37	-	-	-
PREVISIÓN TOTAL ANUALIDAD FADE (miles €)	2.227.067,32	2.194.211,97	2.185.822,97	2.124.186,26	2.092.193,57	2.094.484,68
TIPO DE INTERÉS (TIR a 30 de noviembre del año anterior)	4,532%	4,134%	3,889%	3,824%	3,033%	2,813%

Fuente: CNMC

Cuadro 4. Previsión del coste total de FADE en el periodo 2015-2020 (Escenario 2)

ESCENARIO 2 (miles €)

	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020
Anualidad	2.270.359,63	2.221.193,52	2.193.415,81	2.191.133,22	2.134.693,85	2.130.511,93
Ajuste 1	-9.586,53	-32.093,57	10.069,76	-15.169,91	-5.005,67	-
Ajuste 2	-33.470,58	4.336,09	-19.698,17	-18.547,46	-699,58	-
Ajuste 3	-235,20	775,93	6.415,74	-13.266,77	-	-
Ajuste 4	-	-	-537,30	-	-	-
PREVISIÓN TOTAL ANUALIDAD FADE (miles €)	2.227.067,32	2.194.211,97	2.189.665,85	2.144.149,08	2.128.988,60	2.130.511,93
TIPO DE INTERÉS (TIR a 30 de noviembre del año anterior)	4,532%	4,134%	3,889%	3,867%	3,265%	3,215%

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 anualidad del Déficit 2005 según la mejor información disponible en esta Comisión a fecha actual, teniendo en cuenta la anualidad efectivamente percibida por los titulares del derecho de cobro en 2014, a través de la cuota con destino específico, y el cálculo del importe pendiente de cobro a 31/12/2014 aprobado por acuerdo de la Sala de Supervisión Regulatoria de 5 de febrero de 2015, y trasladado a la Dirección General de Política Energética y Minas para su publicación mediante resolución en el BOE.

El importe estimado de la anualidad de 2015 correspondiente al derecho de cobro por la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas del ejercicio 2005, asciende a 284.181,83 miles de euros, según el detalle del cálculo que se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro 6. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente al déficit 2005

DERECHOS DE COBRO DEL DEFICIT DE TARIFA DE 2005		
IMPORTE PROVISIONAL PENDIENTE DE COBRO A 31-12-14 (miles de euros)		
IdPC a 31-12-13	1.978.007,77	:importe definitivo pendiente de cobro a 31-12-13 (Resolución de 4 de junio de 2014 de la DGPEYM)
Anualidad 2014	282.270,05	:anualidad cobrada en 2014
i(N)2013	0,00226	:euribor medio 3M noviembre 2013, Act 365.
IPPC a 31-12-14	1.700.208,02	:importe pendiente de cobro a 31-12-14. (Acuerdo Sala Supervisión Regulatoria 5 de febrero de 2015)
ANUALIDAD 2015 (miles de euros)		
i(N)2014	0,00082	:euribor medio 3M noviembre 2014, Act 365.
p	6	:número de pagos anuales pendientes
Anualidad 2015	284.181,83	:anualidad año 2015

Fuente: CNMC y Resolución de 4 de junio de 2014 de la DGPEM

También se ha estimado la anualidad correspondiente a los adjudicatarios de la 2ª subasta del déficit ex ante para 2015 con la mejor información disponible a fecha actual por esta Comisión, teniendo en cuenta el cálculo del importe pendiente de cobro a 31/12/2014 aprobado por acuerdo de la Sala de Supervisión Regulatoria de 29 de enero de 2015, y trasladado a la Dirección General de Política Energética y Minas para su publicación mediante resolución en el BOE. La anualidad asciende a 95.918,88 miles de euros, según el detalle del cálculo que se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro 7. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente a los adjudicatarios de la 2ª subasta de déficit ex ante

TITULIZACIÓN DEL DEFICIT EX-ANTE DE LA SUBASTA DEL 12 DE JUNIO DE 2008		
IMPORTE PENDIENTE DE COBRO A 31-12-14 (miles de euros)		
(+) IDPC a 31-12-13	872.995,09	:importe definitivo pendiente de cobro 31-12-13 según consta en la Resolución de 4 de junio de 2014 de la Dirección General de Política Energética y Minas.
i(N)2013 + difer.	0,00876	:media del euribor a 3 meses de noviembre 2013, Act 365, más diferencial resultante de la subasta de 12 de junio de 2008 (65 puntos básicos)
(+) Intereses 2014	7.647,44	:intereses devengados en el año 2014 según artículos 3, 8 y concordantes de Orden ITC/694/2008 de 7 de marzo y Resolución extinta CNE de 12 de junio de 2008.
(-) Anualidad 2014	96.562,68	:anualidad año 2014 según art. 10 punto 2 cap V de Orden ITC/694/2008
(=) IdPC a 31-12-14	784.079,85	:Importe pendiente de cobro a 31-12-2014, según acuerdo Sala Supervisión Regulatoria 29/01/2015

ANUALIDAD 2015 (miles de euros)		
i(N)2014 + difer.	0,00732	:media del euribor a 3 meses de noviembre 2014, Act 365. más diferencial resultante de subasta de 12 de junio de 2008 (65 puntos básicos)
p	8,46	: número de pagos anuales pendientes
Anualidad 2014	95.918,88	

Fuente: CNMC y Resolución de 4 de junio de 2014 de la DGPEYM

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 2015-2020, depende de la evolución de la cotización del Euribor a 3 meses, que en noviembre de 2014 fue del 0,082%, pero que ha alcanzado valores más elevados en años anteriores, tal como se observa en el siguiente cuadro.

Cuadro 8. Evolución de la cotización del Euribor a 3 meses

	Euribor 3 meses
Noviembre 2007	4,703%
Noviembre 2008	4,297%
Noviembre 2009	0,726%
Noviembre 2010	1,057%
Noviembre 2011	1,505%
Noviembre 2012	0,195%
Noviembre 2013	0,226%
Noviembre 2014	0,082%

Fuente: Bloomberg y CNMC

Teniendo en cuenta que los tipos de interés se sitúan en los valores más bajos de los últimos años, cabría contemplar, además del escenario base de la propuesta de orden, que considera un Euribor constante del 0,082% a lo largo del periodo 2015-2020, algún escenario de tipos crecientes, al objeto de valorar la sensibilidad de las anualidades al tipo de interés de aplicación.

En este sentido, se han analizado 2 escenarios diferentes, obteniéndose las siguientes proyecciones para las anualidades del déficit 2005 y del déficit ex ante:

- Escenario 1. Euribor a 3 meses constante a lo largo de periodo: se corresponde con el escenario base de la propuesta de orden, que considera un Euribor constante del 0,082% a 3 meses para todo el periodo 2015-2020.

Cuadro 9. Previsión de las anualidades del déficit 2005 y del déficit ex ante en el periodo 2015-2020 (Escenario 1)

ESCENARIO 1 (miles €)

	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020
	Euribor 3m noviembre año anterior (%)					
	0,082%	0,082%	0,082%	0,082%	0,082%	0,082%
	Anualidad (€)					
Déficit 2005	284.181,83	284.181,82	284.181,82	284.181,82	284.181,82	284.181,82
Déficit Ex Ante	95.918,88	95.918,87	95.918,87	95.918,87	95.918,87	95.918,87

Fuente: CNMC

- Escenario 2. Euribor a 3 meses creciente a lo largo del periodo según incremento de tipos previsto por el mercado:
 - Para las anualidades correspondientes a los años 2015 y 2016, se ha considerado que se mantendrá el Euribor del 0,082%.
 - Para las anualidades correspondientes al periodo 2017-2020, se ha considerado que el Euribor del 0,082% se incrementará según un patrón de crecimiento análogo al mostrado por las medias de las cotizaciones de los últimos 3 meses de los IRS a 2, 3, 4 y 5 años. Dado que el mercado prevé una subida de los tipos de interés en los próximos años, es razonable considerar un escenario de crecimiento de tipos a partir del año 2017.

Cuadro 10. Previsión de las anualidades del déficit 2005 y del déficit ex ante en el periodo 2015-2020 (Escenario 2)

ESCENARIO 2 (miles €)

	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020
	Euribor 3m noviembre año anterior (%)					
	0,082%	0,082%	0,082%	0,109%	0,151%	0,199%
	Anualidad (€)					
Déficit 2005	284.181,83	284.181,82	284.181,82	284.335,47	284.512,01	284.648,83
Déficit Ex Ante	95.918,88	95.918,87	95.918,87	96.001,67	96.109,02	96.211,10

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 2015-2020, 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 2015-2020, teniendo en cuenta los distintos escenarios considerados en lo que a la evolución de tipos de interés se refiere.

Previsión 1:

En esta previsión de los pagos totales por anualidades del déficit, se tiene en cuenta el Escenario 1 considerado en la proyección de las anualidades

correspondientes a FADE (tipos de interés asociados a las operaciones de refinanciación constantes) y el Escenario 1 considerado en la proyección de las anualidades correspondientes al Déficit 2005 y Ex ante (Euribor a 3 meses constante a lo largo del periodo).

Cuadro 11. Previsión de los pagos totales por anualidades del déficit de las actividades reguladas en el periodo 2015-2020 (Previsión 1)

PREVISIÓN 1 (miles €)

	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020
Anualidades FADE	2.227.067,32	2.194.211,97	2.185.822,97	2.124.186,26	2.092.193,57	2.094.484,68
Anualidades Déficit 2005	284.181,83	284.181,82	284.181,82	284.181,82	284.181,82	284.181,82
Anualidades Déficit Ex Ante	95.918,88	95.918,87	95.918,87	95.918,87	95.918,87	95.918,87
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 €)	2.884.929,04	2.852.073,68	2.843.684,67	2.782.047,97	2.750.055,28	2.752.346,38

Fuente: CNMC

Previsión 2:

En esta segunda previsión, se tiene en cuenta el Escenario 2 considerado en la proyección de las anualidades correspondientes a FADE (tipos de interés asociados a las operaciones de refinanciación crecientes a lo largo del periodo según incremento de tipos previsto por el mercado) y el Escenario 2 considerado en la proyección de las anualidades correspondientes al Déficit 2005 y Ex ante (Euribor a 3 meses creciente a lo largo del periodo según incremento de tipos previsto por el mercado).

Cuadro 12. Previsión de los pagos totales por anualidades del déficit de las actividades reguladas en el periodo 2015-2020 (Previsión 2)

PREVISIÓN 2 (miles €)

	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020
Anualidades FADE	2.227.067,32	2.194.211,97	2.189.665,85	2.144.149,08	2.128.988,60	2.130.511,93
Anualidades Déficit 2005	284.181,83	284.181,82	284.181,82	284.335,47	284.512,01	284.648,83
Anualidades Déficit Ex Ante	95.918,88	95.918,87	95.918,87	96.001,67	96.109,02	96.211,10
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 €)	2.884.929,04	2.852.073,68	2.847.527,55	2.802.247,22	2.787.370,64	2.789.132,88

Fuente: CNMC

