

En contestación a la solicitud de información de la Dirección General de Política Energética y Minas, de fecha 15 de octubre de 2014, relativa a la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico de cierre del ejercicio 2014 y proyección para el ejercicio 2015 de cada una de las partidas de costes e ingresos necesaria para el cálculo de los peajes de acceso, la Sala de Supervisión Regulatoria, acuerda emitir el siguiente informe:

Índice

Resumen ejecutivo	3
1. Objeto del informe	7
2. Consideraciones previas	7
3. Previsiones sobre las variables de facturación, ingresos y costes para el cierre de 2014 y 2015	8
3.1. Previsiones sobre las variables de facturación para el cierre de 2014 y 2015	8
3.1.1. Previsión de cierre 2014	8
3.1.2. Previsión 2015	21
3.2. Previsión de los ingresos regulados para el cierre de 2014 y 2015	25
3.2.1. Previsión de cierre 2014	25
3.2.2. Previsión 2015	29
3.3. Previsión de costes regulados para el cierre de 2014 y 2015	32
3.3.1. Previsión de cierre 2014	32
3.3.2. Previsión 2015	37
4. Suministro de último recurso	41
4.1. Información relativa a los consumidores acogidos a PVPC	41
4.2. Información relativa a los consumidores a los que se les aplica bono social	44
4.3. Información relativa a los consumidores en régimen transitorio	51
5. Otra información	51
5.1. Información sobre el número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación desagregado por Comunidades y Ciudades Autónomas	51
5.2. Regularización del término DIF	52
5.3. Moratoria Nuclear	53
5.4. Aplicación de la Circular 3/2014	55
ANEXO I: ESCENARIO DE DEMANDA EN CONSUMO DESAGREGADAS POR SUBSISTEMA PARA EL CIERRE DE 2014 Y 2015	58
ANEXO II: INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2014 Y 2015 DESGLOSADOS ENTRE EL SISTEMA PENINSULAR Y LOS SUBSISTEMAS INSULARES Y PENINSULARES	65

ANEXO III. PREVISIÓN DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY 15/2012 Y LAS SUBASTAS DE LOS DERECHOS DE CO2 PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2014 Y 2015	68
ANEXO IV. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2014 Y 2015	76
ANEXO V. PREVISIÓN SOBRE EL NÚMERO DE CLIENTES, POTENCIAS CONTRATADAS Y CONSUMOS DE LOS CLIENTES ACOGIDOS A PVPC DESAGREGADAS POR SUBSISTEMA	117

RESUMEN EJECUTIVO
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

El objeto del presente informe es dar respuesta al escrito de información de la Dirección General de Política Energética y Minas, de fecha 15 de octubre de 2014, solicitando información para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico de cierre del ejercicio 2014 y proyección para el ejercicio 2015 de cada una de las partidas de costes e ingresos necesaria para el cálculo de los peajes de acceso.

Se indica que las previsiones contenidas en el presente informe podrán ser susceptibles de actualización con la última información disponible, con objeto del informe sobre la propuesta de Orden por la que se actualicen los peajes de acceso para 2015.

Como en años anteriores, para realizar los análisis necesarios para fundamentar el informe sobre la propuesta de Orden por la que se actualizan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2015, la CNMC ha solicitado a los distintos agentes del sector información necesaria para estimar tanto los costes como los ingresos del sistema para el cierre del ejercicio 2014 y para 2015. Esta información ha sido contrastada con las distintas fuentes de información disponible en la CNMC, tales como las liquidaciones del sector eléctrico, liquidaciones del régimen especial, liquidaciones de la compensación extrapeninsular e información sobre las instalaciones de transporte y distribución.

En primer lugar, partiendo de la información proporcionada por el Operador del Sistema y de las empresas distribuidoras y bajo un criterio prudencial de evolución de la demanda eléctrica, se presenta la estimación de los escenarios de demanda previstos para el cierre de 2014 y para 2015. En particular, para el cierre del ejercicio 2014 se ha optado por un escenario, de carácter conservador, coherente con las previsiones del operador del sistema, teniendo en cuenta el diferencial registrado entre la evolución de la demanda en barras de central y en consumo y la evolución registrada de las distintas variables de facturación en los últimos meses. Para el ejercicio 2015, se ha optado por

imponer a las variables de facturación previstas por la CNMC para el cierre de 2014 las tasas de variación por grupo tarifario previstas por las empresas para el ejercicio 2015. Según estas hipótesis se estima que la demanda prevista para el cierre de 2014 se reducirá un 0,9% respecto del ejercicio 2013 y la demanda de 2015 aumentará un 0,6% respecto de la previsión de cierre de 2014.

En segundo lugar, se presenta la previsión de ingresos para el cierre de 2014 y 2015 para el total nacional que resulta de aplicar los peajes de la Orden IET/1491/2013 y de la Orden IET/107/2014 a las variables de facturación previstas para el cierre de 2014 y los precios de la Orden IET/107/2014 a las variables de facturación previstas para 2015. Cabe señalar la caída de los ingresos por peajes de acceso prevista para el cierre del ejercicio 2014 (-768,6 M€) y el ejercicio 2015 (-195,5 M€), consecuencia de la contracción de la demanda de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW y la evolución progresiva reducción de la potencia contratada de todos los consumidores, con especial intensidad de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW y consumidores conectados en media tensión.

Adicionalmente, teniendo en cuenta la elevada incertidumbre que existe sobre la evolución de la potencia contratada y de la demanda, se realiza un análisis de sensibilidad de los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2013 y 2014 ante posibles desvíos en dichas variables de facturación respecto de las previstas.

Respecto de los ingresos previstos para el cierre de 2014 y 2015 procedentes de la Ley 15/2012 y las subastas de los derechos de CO₂, cabe señalar la incertidumbre sobre la plena materialización de los mismos.

En tercer lugar, se incluye la mejor previsión de costes regulados, con carácter provisional, para el cierre del ejercicio 2014 y 2015. Al respecto se indica que, en el momento de realizar el presente informe, hay varias disposiciones normativas pendientes de publicación que afectan a los costes, por lo que se aportan cifras provisionales de los mismos.

Los costes de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2013 se estiman en 18.462,7 M€, cifra inferior en 513,2 M€ a los previstos en la Orden IET/1491/2013. Los costes regulados previstos para el cierre del ejercicio 2014 (esto es, los costes de acceso más otros costes o ingresos liquidables) ascienden a 17.331,9 M€, cifra inferior en 871 M€ a los costes regulados previstos para el cierre del ejercicio 2014. Esta evolución favorable de los costes respecto de los inicialmente previstos se debe, fundamentalmente, a que la retribución específica de las instalaciones de generación renovable y el coste del mecanismo de restricciones por garantía de suministro han resultado inferiores en 495,1 M€ y 264,5 M€, respectivamente, a los inicialmente previstos.

Teniendo en cuenta la información disponible, los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2014 serían suficientes para cubrir la totalidad de los costes regulados, presentándose un desajuste positivo de 52,4 M€.

No obstante lo anterior, se indica que el desajuste que finalmente se registre dependerá en gran medida de la evolución de las reliquidaciones contempladas en la disposición transitoria tercera del Real decreto-ley 2013 y la plena materialización de los ingresos procedentes de la Ley 15/2012 y las subastas de derechos de CO₂.

Los costes de acceso previstos para 2015 ascienden a 17.382,7 M€, un 5,8% inferiores (1.080 M€) a los previstos para el cierre del ejercicio 2014. Esta reducción de los costes de acceso se explica, fundamentalmente, por la reducción de la retribución específica de las instalaciones de generación renovable, cogeneración y residuos (-451,5 M€), la desaparición del coste del servicio de interrumpibilidad por su incorporación en el componente de energía (-550 M€), la reducción del coste de transporte (-65,8 M€) y el desajuste positivo (52,4 M€) que se registraría en el ejercicio 2014 en caso de que se cumplieran las previsiones de ingresos y costes.

Los costes regulados del sistema previstos para 2015 se reducen por encima de los costes de acceso, debido al impacto de las reliquidaciones de la producción renovable de los ejercicios 2013 y 2014 en el ejercicio 2015 (-301,7 M€) y la desaparición del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro (-194,9 M€).

En cuarto lugar, se da respuesta a la solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas en relación con el suministro de último recurso. En particular, se proporciona información sobre el número de clientes, la potencia facturada y el consumo, de los consumidores acogidos al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) (anteriormente Tarifas de Último Recurso) correspondientes a los años 2013, 2014 y 2015 coherentes con los escenarios de previsión para el cierre de 2014 y 2015, así como sobre clientes acogidos a Bono Social (actualmente Tarifa de Último Recurso) y clientes sin derecho transitoriamente suministrados por un comercializador de referencia.

Finalmente, se aporta otra información de interés para la Dirección General de Política Energética y Minas, tal como la distribución del número de clientes, potencia facturada, consumo y facturación de acceso correspondiente a los ejercicios 2012 y 2013, desagregada por peaje de acceso y Comunidad Autónoma, el impacto de la regularización del término DIF, el mecanismo de cierre de la cuota de la Moratoria Nuclear y el diseño del periodo transitorio para la aplicación de la Circular 3/2014.

Acompañan al presente informe los siguientes anexos. En el Anexo I se recogen las previsiones relativas al número de clientes, potencias contratadas y consumos desagregados por peajes de acceso para el cierre de 2014 y 2015, para el total nacional y el sistema peninsular y para cada uno de los sistemas

extrapeninsulares e insulares, según solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas. El Anexo II del informe recoge los ingresos de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2014 y 2015 desagregados por subsistema. El Anexo III detalla la estimación de los ingresos procedentes de los tributos incluidos en la Ley 15/2012 y de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero. El Anexo IV describe detalladamente las hipótesis que sirven de base para la estimación de las distintas partidas de coste. Finalmente, en el Anexo V se recoge la información relativa al número de clientes, la potencia facturada y el consumo, de los consumidores acogidos a Tarifas de Último Recurso/Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor correspondientes a los años 2013, 2014 y 2015 desagregada por subsistema peninsular, extrapeninsular e insular.

1. Objeto del informe

El objeto del presente informe es dar respuesta a la solicitud de información de la Dirección General de Política Energética y Minas, de fecha 15 de octubre de 2014.

Se indica que las previsiones contenidas en el presente informe podrán ser susceptibles de actualización con la última información disponible, con objeto del informe sobre la propuesta de Orden por la que se actualicen los peajes de acceso para 2015. Al respecto, se señala que, a la fecha de elaboración de este informe, no se dispone de la totalidad de la información solicitada, por lo que algunas previsiones serán objeto de actualización, aspecto indicado en los epígrafes correspondientes.

2. Consideraciones previas

Como en años anteriores el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) ha solicitado a esta Comisión una serie de datos necesarios para la elaboración de la Orden por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2015. Dicha solicitud de información ha sido requerida por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) el pasado 8 de octubre.

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

En particular, la CNMC solicitó, el pasado mes de julio, al Operador de Sistema (OS) la previsión de la demanda en barras de central (b.c.) para el cierre de 2014 y 2015 y, por otra parte, a las empresas distribuidoras información relativa a las previsiones sobre el número de clientes, consumos, potencias y facturaciones, desagregadas por grupo tarifario, para el cierre de 2014 y 2015.

Asimismo, solicitó información sobre las instalaciones de transporte y distribución, el coste de generación en los sistemas extrapeninsulares, las primas del régimen especial, el coste de servicio de interrumpibilidad y los pagos por capacidad. El plazo del que disponían los agentes para remitir la información correspondiente finalizó el pasado 13 de septiembre de 2014, si bien, a solicitud de las empresas transportistas y distribuidoras, se concedió ampliación de plazo hasta el 1 de octubre de 2014.

En relación con lo anterior, cabe señalar que, por una parte, la solicitud de información de la Dirección General de Política Energética y Minas ha llegado con posterioridad a la solicitud de información que esta Comisión ha remitido a

los agentes del sector eléctrico, por lo que no se dispone de la totalidad de la información con la desagregación requerida.

Se señala que, algunas previsiones aportadas serán actualizadas con objeto de informar la propuesta de Orden por la que se actualizan los peajes de acceso para 2015 en diciembre de 2014.

3. Previsiones sobre las variables de facturación, ingresos y costes para el cierre de 2014 y 2015

3.1. Previsiones sobre las variables de facturación para el cierre de 2014 y 2015

En este epígrafe se describe la previsión de demanda en barras de central y en consumo de la CNMC para el cierre de 2014 y 2015, así como otras variables de facturación relevantes, teniendo en cuenta la última información disponible.

En el Anexo I se recogen las previsiones relativas al número de clientes, potencias contratadas y consumos desagregados por peajes de acceso para el cierre de 2014 y 2015, para el total nacional y desagregado por subsistema: peninsular, balear, canario, ceutí y melillense, según solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Respecto de las previsiones relativas al número de clientes potencias contratadas y consumos desagregados por peajes de acceso y Comunidad Autónoma para el cierre de 2014 y 2015, se indica que la CNMC no dispone de dicha información. No obstante, en la base de datos de liquidaciones se dispone de información histórica relativa al número de clientes, potencia facturada, consumo y facturación desagregada por provincia. En el epígrafe 5.1 del presente informe se aporta dicha información correspondiente a los ejercicios 2012 y 2013.

3.1.1. Previsión de cierre 2014

Demanda en b.c.

En el Cuadro 1 se presenta la demanda en b.c. registrada en 2013 y en los últimos doce meses (octubre 2013-septiembre 2014) y el escenario de demanda previsto por el OS para el cierre de 2014. De acuerdo con la información aportada¹ en septiembre de 2014, el OS estima que la demanda en

¹ En la información facilitada por el OS se proporciona una única previsión para el cierre del ejercicio 2014 y no se descompone para la demanda peninsular la variación consecuencia de la variación de la actividad económica, de la variación de la temperatura y del efecto laboralidad. En la previsión de cierre se ha tenido en cuenta la demanda real registrada entre enero y agosto en el sistema peninsular y entre enero y julio para cada uno de los subsistemas no peninsulares.

b.c. nacional alcanzará 260.794 GWh, inferior en un 0,1% a la demanda en b.c. registrada en 2013 (261.023 GWh). La variación de la demanda en b.c. prevista para 2014 se explica por el mantenimiento de la demanda en b.c. peninsular y la contracción de la demanda en b.c. en los sistemas balear (-1,9%) y canario (-1,6%), parcialmente compensada por un aumento el de la demanda en b.c. en los subsistemas ceutí (6,9%) y melillense (1,5%). Se observa que, la previsión del OS para el cierre de 2014 es superior a la demanda registrada en los últimos doce meses en los subsistemas peninsular, ceutí y melillense e inferior en los subsistemas balear y canario.

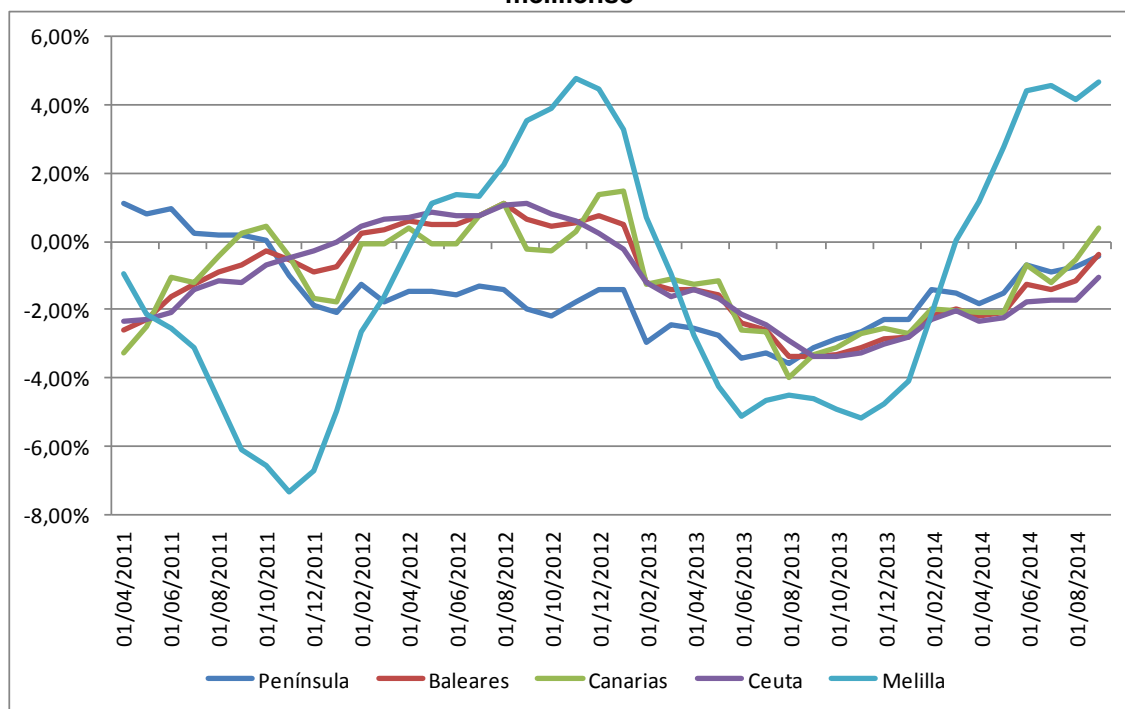
Cuadro 1. Demanda en b.c. de 2013, últimos doce meses y previsión del Operador del Sistema de la demanda en b.c. para el cierre de 2014

Sistema	2013 (GWh)	Últimos doce meses (oct 2013- sep 2014)		Previsión OS de cierre 2014	
		GWh	% variación respecto 2013	GWh	% variación respecto 2013
Peninsular	246.313	244.564	-0,7%	246.313	0,0%
No peninsular	14.710	14.629	-0,5%	14.481	-1,6%
Baleares	5.674	5.647	-0,5%	5.566	-1,9%
Canarias	8.625	8.561	-0,7%	8.486	-1,6%
Ceuta	202	211	4,6%	216	6,9%
Melilla	210	211	0,4%	213	1,5%
Total Nacional	261.023	259.193	-0,7%	260.794	-0,1%

Fuente: OS

No obstante lo anterior, la previsión de cierre del ejercicio 2014 del operador del Sistema es coherente con la evolución registrada por la demanda en b.c. por subsistema (véase Gráfico 1).

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



Fuente: REE (Series estadísticas del sistema eléctrico español. Septiembre 2014).

Demanda en consumo

En el Cuadro 2 se resume el escenario de demanda en consumo, desagregado por subsistema y peaje de acceso, agregado por la CNMC a partir de la información solicitada a las empresas distribuidoras para el cierre de 2014.

Según dichas previsiones, se estima que en 2014 el consumo se reducirá respecto del registrado en 2013 en todos los subsistemas, con la excepción de Ceuta y Melilla. En particular, en el sistema peninsular el consumo alcanzará los 218.282 GWh, un 1,3% inferior al registrado en 2013. Por lo que respecta a la demanda en consumo para los sistemas extrapeninsulares e insulares se reducirá un 0,6% y un 1,2% respecto de 2013, en los subsistemas balear y canario, respectivamente) y aumentará un 5,2% y un 1,5% en los subsistemas de Ceuta y Melilla, respectivamente.

Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista por las empresas para el cierre de 2014 (231.715 GWh) supone una reducción respecto de la demanda registrada en 2013 (234.601 GWh) del 1,2%.

En consecuencia, la previsión de la demanda en consumo de las empresas es inferior a la prevista por el Operador del sistema para el cierre de 2014 (-0,1%), si bien cabe indicar que en los últimos meses las tasas de variación de la demanda en consumo son inferiores a las tasas de variación registradas por la demanda en b.c. (véase Gráfico 2).

Cuadro 2. Previsión de las empresas distribuidoras de la demanda en consumo para el cierre de 2014 desagregada por subsistema y peaje de acceso

	2013 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	105.448	3.869	4.870	129	136	114.452
Pc (1) < 10 kW	64.539	2.086	2.854	65	73	69.616
10 kW < Pc ≤ 15 kW	8.785	299	417	5	10	9.516
Pc > 15 kW	32.124	1.484	1.599	59	53	35.319
						-
Media tensión	66.472	1.205	2.947	56	68	70.748
3.1 A	14.388	401	728	12	16	15.544
6.1	52.084	805	2.219	44	51	55.204
						-
Alta tensión	49.132	90	179	-	-	49.401
6.2	16.132	90	179	-	-	16.401
6.3	9.215	-	-	-	-	9.215
6.4 (2)	23.785	-	-	-	-	23.785
Total	221.052	5.164	7.997	185	204	234.601

	Previsión de cierre 2014 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	101.028	3.843	4.804	129	137	109.942
Pc (1) < 10 kW	61.201	2.064	2.807	65	73	66.210
10 kW < Pc ≤ 15 kW	8.360	296	411	5	10	9.082
Pc > 15 kW	31.467	1.483	1.586	60	54	34.650
						-
Media tensión	67.105	1.205	2.932	66	69	71.377
3.1 A	14.484	399	720	12	17	15.631
6.1	52.621	806	2.212	54	53	55.746
						-
Alta tensión	50.148	83	165	-	-	50.396
6.2	16.438	83	165	-	-	16.686
6.3	9.593	-	-	-	-	9.593
6.4 (2)	24.117	-	-	-	-	24.117
Total	218.282	5.131	7.901	195	207	231.715

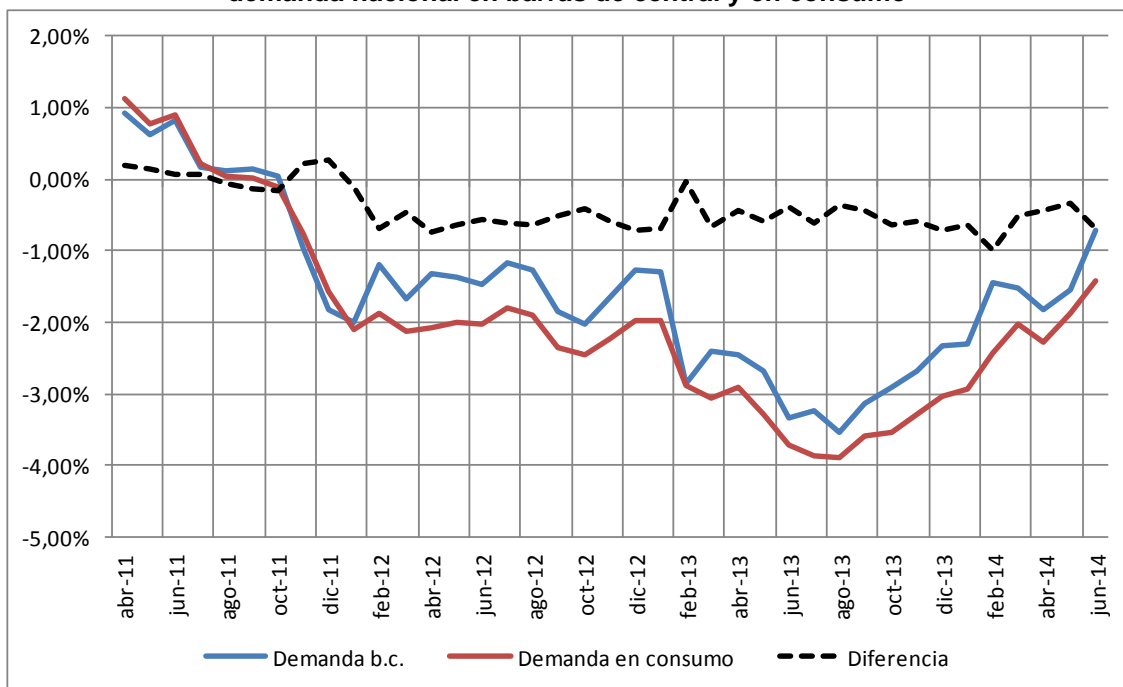
	% variación 2014 sobre 2013					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	-4,2%	-0,7%	-1,4%	0,1%	1,1%	-3,9%
Pc (1) < 10 kW	-5,2%	-1,0%	-1,7%	-1,0%	0,4%	-4,9%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	-4,8%	-1,0%	-1,5%	-2,6%	0,8%	-4,6%
Pc > 15 kW	-2,0%	-0,1%	-0,8%	1,7%	2,1%	-1,9%
Media tensión	1,0%	0,0%	-0,5%	16,8%	2,4%	0,9%
3.1 A	0,7%	-0,4%	-1,1%	0,6%	1,1%	0,6%
6.1	1,0%	0,2%	-0,3%	21,0%	2,9%	1,0%
Alta tensión	2,1%	-7,8%	-8,2%	-	-	2,0%
6.2	1,9%	-7,8%	-8,2%	-	-	1,7%
6.3	4,1%	-	-	-	-	4,1%
6.4 (2)	1,4%	-	-	-	-	1,4%
Total	-1,3%	-0,6%	-1,2%	5,2%	1,5%	-1,2%

Fuente: Empresas

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Traspase Tajo-Segura

Gráfico 2. Evolución mensual de la tasa de variación de los últimos doce meses de la demanda nacional en barras de central y en consumo



Fuente: CNMC

Consumo por periodo horario

En el Cuadro 3 se resume el escenario de demanda en consumo nacional, previsto por las empresas para el cierre de 2014 desagregado por peaje de acceso y periodo horario. Se observa que, para la discriminación horaria en seis periodos, según la información proporcionada por las empresas, en 2014 se produce un desplazamiento del consumo tanto del periodo 1 como del periodo de valle al resto de los periodos horarios respecto del consumo por periodo registrado en 2013.

Al respecto cabe señalar que la distinta laboralidad de los ejercicios 2013 y 2014 da lugar a que para la discriminación horaria de seis periodos el número de horas de los periodos 1 a 4 del ejercicio 2014 sea superior entre el 0,9% y el 2,8% e inferior en un 1,5% y un 0,6% en los periodos 5 y 6, respectivamente, a las del ejercicio 2013.

Cuadro 3. Previsión de las empresas distribuidoras del consumo para el cierre de 2014 desagregado por peaje de acceso y periodo horario. Sistema Nacional

Consumo por periodo horario (GW). Año 2013						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	79.093	26.906	8.453			
Pc (1) < 10 kW	64.477	5.138	2			
10 kW < Pc ≤ 15 kW	7.430	2.087	-			
Pc > 15 kW	7.187	19.681	8.451			
Media tensión	8.213	12.304	9.011	5.011	7.341	28.868
3.1 A	3.461	6.154	5.929			
6.1	4.751	6.151	3.082	5.011	7.341	28.868
Alta tensión	2.903	4.354	2.055	3.558	5.248	31.282
6.2	1.153	1.622	767	1.283	1.880	9.697
6.3	520	801	410	704	1.044	5.736
6.4 (2)	1.230	1.931	879	1.571	2.324	15.850
Total	90.209	43.564	19.519	8.569	12.589	60.151

Consumo por periodo horario (GW). Previsión de cierre 2014						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	75.385	26.249	8.308	-	-	-
Pc (1) < 10 kW	61.248	4.957	4	-	-	-
10 kW < Pc ≤ 15 kW	7.096	1.984	2	-	-	-
Pc > 15 kW	7.041	19.308	8.302	-	-	-
Media tensión	8.493	12.574	9.393	5.475	7.988	27.455
3.1 A	3.450	6.163	6.018			
6.1	5.043	6.411	3.375	5.475	7.988	27.455
Alta tensión	3.230	4.725	2.459	4.253	6.176	29.553
6.2	1.255	1.728	872	1.462	2.105	9.263
6.3	558	853	464	794	1.174	5.750
6.4 (2)	1.418	2.144	1.123	1.997	2.897	14.540
Total	87.108	43.548	20.160	9.728	14.164	57.007

% variación 2014 sobre 2013						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	-4,7%	-2,4%	-1,7%			
Pc (1) < 10 kW	-5,0%	-3,5%	111,7%			
10 kW < Pc ≤ 15 kW	-4,5%	-4,9%				
Pc > 15 kW	-2,0%	-1,9%	-1,8%			
Media tensión	3,4%	2,2%	4,2%	9,3%	8,8%	-4,9%
3.1 A	-0,3%	0,2%	1,5%			
6.1	6,1%	4,2%	9,5%	9,3%	8,8%	-4,9%
Alta tensión	11,2%	8,5%	19,7%	19,5%	17,7%	-5,5%
6.2	8,9%	6,6%	13,7%	14,0%	12,0%	-4,5%
6.3	7,1%	6,5%	13,4%	12,8%	12,4%	0,3%
6.4 (2)	15,2%	11,0%	27,8%	27,1%	24,7%	-8,3%
Total	-3,4%	0,0%	3,3%	13,5%	12,5%	-5,2%

Fuente: Empresas

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Traspase Tajo-Segura

Potencia contratada por periodo horario

En el Cuadro 4 se resumen las previsiones para el sistema nacional de potencia contratada de las empresas para el cierre de 2014, desagregado por peaje de acceso y periodo horario, agregado por la CNMC a partir de la información solicitada a las empresas distribuidoras para el cierre de 2014. Según las previsiones de las empresas, la potencia contratada por periodo horario se reduce respecto de la registrada en 2013 en todos los peajes, con una contracción más acusada de la potencia de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW y los consumidores conectados a media tensión (peajes 3.1 A y 6.1)².

² Según la información declarada por las empresas distribuidoras en la Base de datos de liquidaciones correspondiente al ejercicio 2012, los sectores de actividad más representativos en estos peajes son la Administración Pública, el alumbrado público, comercio y servicios y alimentación, bebidas y tabaco.

Cuadro 4. Previsión de las empresas distribuidoras de las potencias contratadas por periodo horario para el cierre de 2014 desagregada peaje de acceso. Sistema Nacional

	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2013					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	153.686	27.053	27.412			
Pc (1) < 10 kW	115.400					
10 kW < Pc ≤ 15 kW	11.301					
Pc > 15 kW	26.985	27.053	27.412			
Media tensión	22.366	23.090	24.020	15.840	15.943	19.455
3.1 A	7.107	7.531	8.276			
6.1	15.259	15.558	15.744	15.840	15.943	19.455
Alta tensión	8.457	9.124	9.357	9.606	9.671	11.436
6.2	3.221	3.346	3.382	3.420	3.430	4.220
6.3	1.531	1.780	1.798	1.850	1.878	2.205
6.4 (2)	3.706	3.998	4.177	4.337	4.364	5.011
Total	184.509	59.266	60.789	25.447	25.614	30.892

	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión de cierre 2014					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	148.965	25.407	25.874			
Pc (1) < 10 kW	112.644					
10 kW < Pc ≤ 15 kW	11.013					
Pc > 15 kW	25.309	25.407	25.874			
Media tensión	20.821	21.527	22.557	14.685	14.795	18.551
3.1 A	6.673	7.101	7.966	-	-	-
6.1	14.148	14.425	14.591	14.685	14.795	18.551
Alta tensión	8.358	8.991	9.211	9.411	9.484	11.230
6.2	3.136	3.266	3.311	3.339	3.352	4.148
6.3	1.494	1.734	1.745	1.796	1.835	2.122
6.4 (2)	3.728	3.991	4.155	4.276	4.297	4.960
Total	178.144	55.925	57.641	24.096	24.279	29.781

	% variación 2014 sobre 2013					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	-3,1%	-6,1%	-5,6%			
Pc (1) < 10 kW	-2,4%					
10 kW < Pc ≤ 15 kW	-2,6%					
Pc > 15 kW	-6,2%	-6,1%	-5,6%			
Media tensión	-6,9%	-6,8%	-6,1%	-7,3%	-7,2%	-4,6%
3.1 A	-6,1%	-5,7%	-3,7%			
6.1	-7,3%	-7,3%	-7,3%	-7,3%	-7,2%	-4,6%
Alta tensión	-1,2%	-1,5%	-1,6%	-2,0%	-1,9%	-1,8%
6.2	-2,6%	-2,4%	-2,1%	-2,3%	-2,3%	-1,7%
6.3	-2,4%	-2,6%	-3,0%	-2,9%	-2,2%	-3,8%
6.4 (2)	0,6%	-0,2%	-0,5%	-1,4%	-1,5%	-1,0%
Total	-3,4%	-5,6%	-5,2%	-5,3%	-5,2%	-3,6%

Fuente: Empresas

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Traspase Tajo-Segura

Previsión de la CNMC para el cierre de 2014

De acuerdo con la información disponible en el momento de elaboración del presente informe, la tasa de variación intertrimestral del PIB del segundo trimestre de 2014 es del 0,6%, incremento superior en dos décimas al del trimestre anterior (0,4%), situándose la tasa de variación interanual del PIB del segundo trimestre de 2014 en 1,2%³, siete décimas mayor que la del primer trimestre de 2014, que fue del 0,5%.

Para el año 2014, se espera que el PIB aumente entre un 1,1% y un 1,3% (CE 1,1%, FMI 1,3% y OCDE 1,2%), en línea con las previsiones consideradas por el Gobierno en los Presupuestos Generales del Estado (1,3%).

Teniendo en cuenta las previsiones de demanda en b.c. del Operador del Sistema, las previsiones de demanda en consumo de las empresas y la evolución prevista de la economía, así como la evolución reciente de la demanda y de la potencia por peaje de acceso (véanse Cuadro 5, Gráfico 3, Cuadro 6, Gráfico 4, Cuadro 7 y Gráfico 5), se ha optado por considerar un escenario de demanda para el cierre del 2014, que estaría en línea con la previsión de demanda en b.c. del Operador del Sistema y con la diferencia observada entre la evolución de la demanda en b.c. y en consumo.

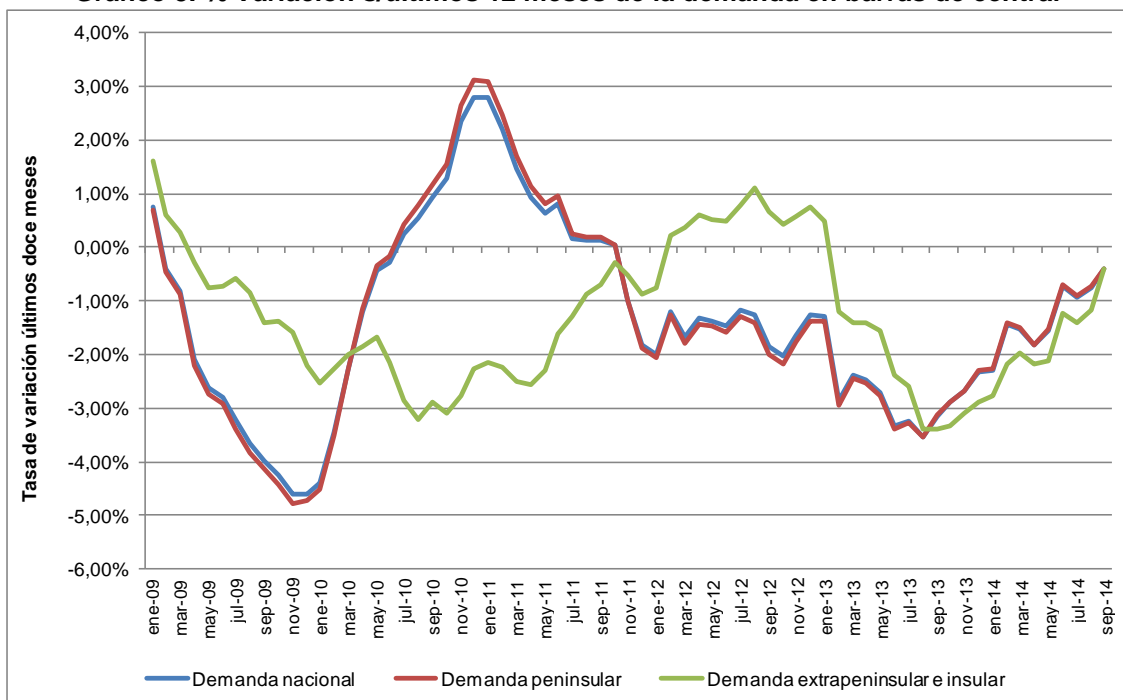
Cuadro 5. Evolución de la demanda nacional en b.c.

Mes	GWh			s/mismo mes año anterior		s/acumulado anual		s/últimos 12 meses	
	2012	2013	2014	13 s/ 12	14 s/ 13	13 s/ 12	14 s/ 13	13 s/ 12	14 s/ 13
	Enero	24.364	23.767	23.234	-2,45	-2,24	-2,45	-2,24	-1,28
Febrero	24.241	21.666	21.430	-10,62	-1,09	-6,52	-1,69	-2,85	-1,44
Marzo	22.545	22.392	22.026	-0,68	-1,64	-4,67	-1,67	-2,39	-1,52
Abril	20.601	20.624	19.822	0,11	-3,89	-3,60	-2,19	-2,47	-1,83
Mayo	21.394	20.627	20.640	-3,59	0,06	-3,60	-1,76	-2,69	-1,54
Junio	22.048	20.342	20.799	-7,74	2,25	-4,27	-1,13	-3,34	-0,73
Julio	23.090	23.045	22.447	-0,19	-2,60	-3,68	-1,36	-3,24	-0,94
Agosto	22.959	22.050	21.578	-3,96	-2,14	-3,71	-1,45	-3,54	-0,77
Septiembre	21.111	20.952	21.661	-0,75	3,39	-3,40	-0,94	-3,15	-0,44
Octubre	20.967	21.018	-	0,24		-3,06		-2,90	
Noviembre	21.394	21.601	-	0,97		-2,71		-2,69	
Diciembre	22.514	22.938	-	1,88		-2,32		-2,32	
Anual	267.227	261.023	193.636						

Fuente: REE

³ El avance del PIB trimestral registra una variación del 0,5% en el tercer trimestre de 2014, tasa una décima inferior a la registrada en el trimestre anterior. La tasa de variación interanual del PIB del tercer trimestre de 2014 se sitúa en 1,6%.

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



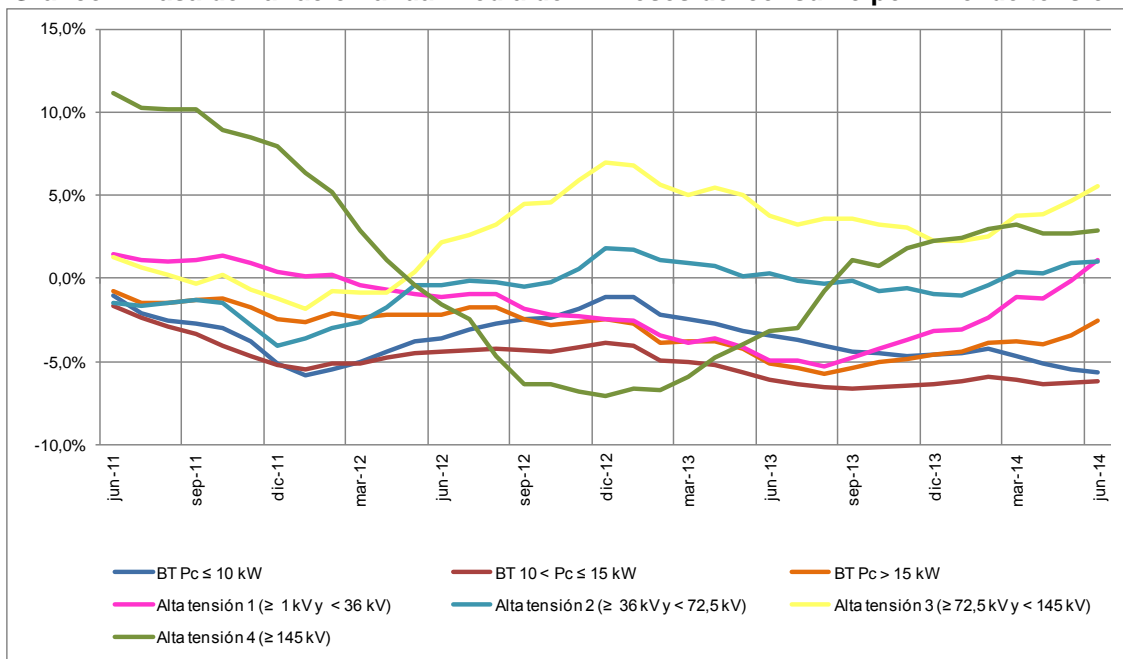
Fuente: REE

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

Año		Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	Alta tensión 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL
		Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW					
2013	agosto	-4,1%	-6,6%	-5,7%	-5,3%	-0,3%	3,6%	-0,7%	-3,9%
	septiembre	-4,4%	-6,6%	-5,4%	-4,7%	-0,1%	3,6%	1,1%	-3,6%
	octubre	-4,5%	-6,5%	-5,1%	-4,2%	-0,8%	3,2%	0,8%	-3,5%
	noviembre	-4,7%	-6,5%	-4,9%	-3,7%	-0,6%	3,1%	1,8%	-3,3%
	diciembre	-4,6%	-6,4%	-4,6%	-3,1%	-0,9%	2,3%	2,2%	-3,0%
2014	enero	-4,5%	-6,2%	-4,4%	-3,0%	-1,0%	2,2%	2,5%	-2,9%
	febrero	-4,3%	-5,9%	-3,9%	-2,3%	-0,4%	2,6%	2,9%	-2,5%
	marzo	-4,7%	-6,1%	-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%	-3,5%	-0,2%	0,9%	4,7%	2,7%	-1,9%
	junio	-5,6%	-6,1%	-2,5%	1,1%	1,0%	5,5%	2,8%	-1,4%
	julio	-6,0%	-6,4%	-2,7%	1,0%	1,3%	7,2%	3,5%	-1,4%

Fuente: CNMC

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



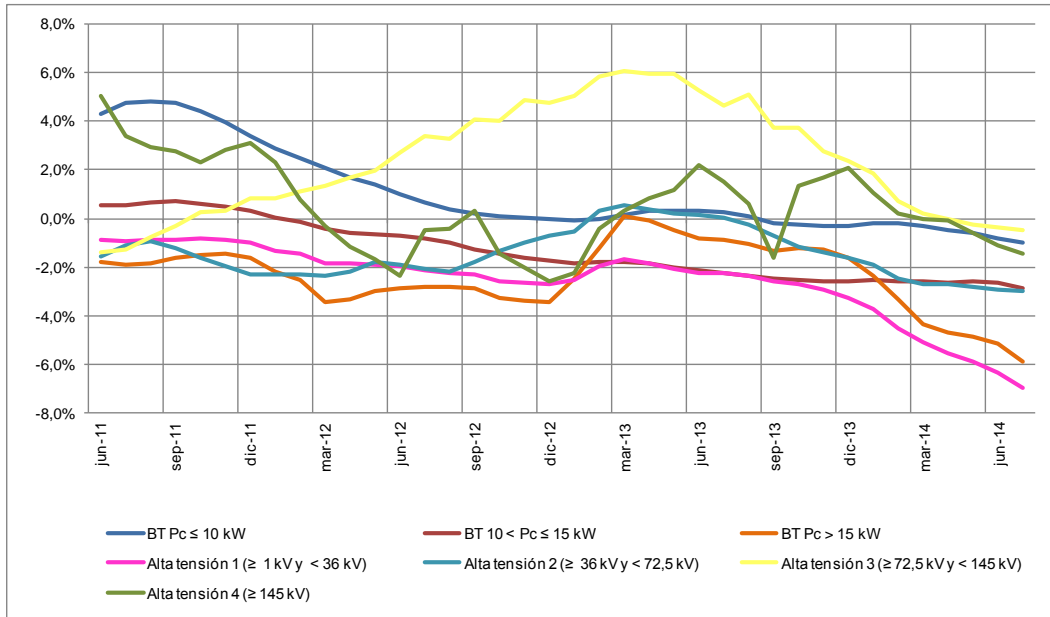
Fuente: CNMC

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

Año		Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	Alta tensión 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL
		Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW					
2013	agosto	0,1%	-2,3%	-1,0%	-2,3%	-0,3%	5,1%	0,6%	-0,5%
	septiembre	-0,2%	-2,5%	-1,4%	-2,6%	-0,7%	3,7%	-1,6%	-0,8%
	octubre	-0,3%	-2,5%	-1,2%	-2,7%	-1,1%	3,7%	1,4%	-0,8%
	noviembre	-0,3%	-2,6%	-1,3%	-2,9%	-1,4%	2,8%	1,7%	-0,9%
	diciembre	-0,3%	-2,6%	-1,6%	-3,2%	-1,6%	2,3%	2,1%	-1,0%
	enero	-0,2%	-2,5%	-2,4%	-3,7%	-1,9%	1,9%	1,1%	-1,1%
2014	febrero	-0,2%	-2,6%	-3,3%	-4,5%	-2,4%	0,7%	0,2%	-1,4%
	marzo	-0,3%	-2,6%	-4,3%	-5,1%	-2,7%	0,2%	0,0%	-1,7%
	abril	-0,5%	-2,6%	-4,7%	-5,5%	-2,7%	0,0%	-0,1%	-1,9%
	mayo	-0,6%	-2,6%	-4,9%	-5,9%	-2,8%	-0,3%	-0,6%	-2,0%
	junio	-0,8%	-2,7%	-5,2%	-6,3%	-2,9%	-0,3%	-1,1%	-2,3%
	julio	-1,0%	-2,9%	-5,9%	-6,9%	-3,0%	-0,5%	-1,4%	-2,6%

Fuente: CNMC

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



Fuente: CNMC

Para confeccionar el escenario de previsión se ha partido de la información facilitada por las empresas. En particular, el escenario resulta de contrastar para cada una de las empresas las previsiones sobre las variables de facturación remitidas con la información que regularmente remiten los agentes del sector eléctrico para la realización de las liquidaciones de actividades reguladas. Como resultado de esta comprobación se han observado algunas incoherencias entre las variables de facturación previstas por las empresas distribuidoras y la evolución de dichas variables de acuerdo con la última información disponible en la base de datos de liquidaciones, por lo que se ha procedido a realizar modificaciones puntuales de algunas variables previstas por las empresas distribuidoras. En particular, se han realizado las siguientes modificaciones:

- Teniendo en cuenta la evolución de la demanda por grupo tarifario, se ha considerado una evolución ligeramente más desfavorable de la demanda de los consumidores de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW y una evolución más favorable de los consumidores conectados en media tensión (peajes 3.1 A y 6.1), en línea con la media móvil de los últimos doce meses observada por peaje de acceso. Para el resto de peajes se ha optado por mantener las previsiones de las empresas.
- Respecto a la distribución del consumo por periodo, en el sistema peninsular se ha considerado la estructura de consumos registrada en los últimos doce meses (agosto 2013-julio 2014), mientras que en el resto de los subsistemas se ha mantenido la previsión de las empresas.
- Respecto de la potencia contratada por periodo horario, se indica que se ha revisado a la baja la potencia prevista por las empresas para los peajes 3.0 A y 3.1 A, en línea con las variaciones registradas en los últimos doce meses.

En el Cuadro 8 se resume las previsiones de la CNMC relativas al número de clientes, potencia contratada y consumo por periodo horario para el cierre del ejercicio 2014. En el Anexo I que acompaña al informe se detalla la previsión de número de clientes, potencia contratada y consumo por periodo horario desagregada por subsistemas.

Cuadro 8. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2014

	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2013						Energía consumido por periodo horario (MW). Año 2013						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		
Nº clientes														
Baja tensión	28.578.374	153.686	27.053	27.412			79.093	26.905	8.454				114.452	
Pc (1) < 10 kW	26.913.796	115.400					64.477	5.138	2				69.616	
10 kW < Pc ≤ 15 kW	892.865	11.301					7.429	2.086	1				9.516	
Pc > 15 kW	771.714	26.985	27.053	27.412			7.187	19.681	8.451				35.319	
Media tensión	106.163	22.366	23.090	24.020	15.840	15.943	19.455	8.213	12.304	9.011	5.011	7.341	28.868	70.748
3.1 A	86.211	7.107	7.531	8.276			3.461	6.154	5.929				15.544	
6.1	19.952	15.259	15.558	15.744	15.840	15.943	4.751	6.151	3.082	5.011	7.341	28.868	55.204	
Alta tensión	2.585	8.457	9.124	9.357	9.606	9.671	11.436	2.903	4.354	2.055	3.558	5.248	31.282	49.401
6.2	1.608	3.221	3.346	3.382	3.420	3.430	4.220	1.153	1.622	767	1.283	1.880	9.697	16.401
6.3	429	1.531	1.780	1.798	1.850	1.878	2.205	520	801	410	704	1.044	5.736	9.215
6.4 (2)	548	3.706	3.998	4.177	4.337	4.364	5.011	1.230	1.931	879	1.571	2.324	15.850	23.785
Total	28.687.122	184.509	59.266	60.789	25.447	25.614	30.892	90.209	43.563	19.520	8.569	12.589	60.151	234.601

	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2014						Energía consumido por periodo horario (MW). Previsión 2014						Total	
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
Nº clientes														
Baja tensión	28.680.936	146.419	23.652	23.069			74.770	26.263	8.297				109.330	
Pc (1) < 10 kW	27.028.950	112.781					60.751	4.957	4				65.712	
10 kW < Pc ≤ 15 kW	888.661	10.899					6.982	1.984	2				8.968	
Pc > 15 kW	763.325	22.738	23.652	23.069			7.037	19.322	8.292				34.650	
Media tensión	105.903	20.566	21.503	22.144	14.685	14.795	18.551	8.385	12.984	9.521	5.281	7.665	28.968	72.804
3.1 A	85.758	6.418	7.077	7.553			3.272	6.491	6.269				16.032	
6.1	20.145	14.148	14.425	14.591	14.685	14.795	18.551	5.113	6.494	3.252	5.281	7.665	28.968	56.772
Alta tensión	2.594	8.358	8.991	9.211	9.411	9.484	11.230	3.329	4.798	2.166	3.728	5.676	30.698	50.396
6.2	1.603	3.136	3.266	3.311	3.339	3.352	4.148	1.258	1.733	802	1.339	1.987	9.567	16.686
6.3	421	1.494	1.734	1.745	1.796	1.835	2.122	580	867	426	735	1.122	5.862	9.593
6.4 (2)	570	3.728	3.991	4.155	4.276	4.297	4.960	1.491	2.198	938	1.655	2.567	15.269	24.117
Total	28.789.433	175.342	54.146	54.424	24.096	24.279	29.781	86.484	44.046	19.984	9.009	13.341	59.666	232.530

% variación 2014 sobre 2013														
	Potencia contratada por periodo horario						Energía consumido por periodo horario						Total	
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
Nº clientes														
Baja tensión	0,4%	-4,7%	-12,6%	-15,8%			-5,5%	-2,4%	-1,9%				-4,5%	
Pc (1) < 10 kW	0,4%	-2,3%					-5,8%	-3,5%	111,7%				-5,6%	
10 kW < Pc ≤ 15 kW	-0,5%	-3,6%					-6,0%	-4,9%	57,0%				-5,8%	
Pc > 15 kW	-1,1%	-15,7%	-12,6%	-15,8%			-2,1%	-1,8%	-1,9%				-1,9%	
Media tensión	-0,2%	-8,0%	-6,9%	-7,8%	-7,3%	-7,2%	-4,6%	2,1%	5,5%	5,7%	5,4%	4,4%	0,3%	2,9%
3.1 A	-0,5%	-9,7%	-6,0%	-8,7%			-5,5%	5,5%	5,7%				3,1%	
6.1	1,0%	-7,3%	-7,3%	-7,3%	-7,3%	-7,2%	-4,6%	7,6%	5,6%	5,5%	5,4%	4,4%	0,3%	2,8%
Alta tensión	0,4%	-1,2%	-1,5%	-1,6%	-2,0%	-1,9%	-1,8%	14,7%	10,2%	5,4%	4,8%	8,1%	-1,9%	2,0%
6.2	-0,3%	-2,6%	-2,4%	-2,1%	-2,3%	-2,3%	-1,7%	9,1%	6,9%	4,6%	4,3%	5,7%	-1,3%	1,7%
6.3	-2,0%	-2,4%	-2,6%	-3,0%	-2,9%	-2,2%	-3,8%	11,5%	8,3%	4,1%	4,4%	7,5%	2,2%	4,1%
6.4 (2)	4,1%	0,6%	-0,2%	-0,5%	-1,4%	-1,5%	-1,0%	21,2%	13,8%	6,7%	5,3%	10,5%	-3,7%	1,4%
Total	0,4%	-5,0%	-8,6%	-10,5%	-5,3%	-5,2%	-3,6%	-4,1%	1,1%	2,4%	5,1%	6,0%	-0,8%	-0,9%

Fuente: CNMC y empresas

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Traspase Tajo-Segura

Por último, la demanda en b.c. prevista para el cierre de 2014 asciende a 258.721 GWh, resultado de imponer a la demanda en consumo las mismas pérdidas por subsistema que las registradas en el ejercicio 2013.

3.1.2. Previsión 2015

Demanda en b.c.

En el Cuadro 9 se muestran los escenarios previstos por el OS de demanda en b.c. para 2015.

Cuadro 9. Escenario de previsión de la demanda en b.c. por el OS para 2015

Sistema	Previsión OS de cierre 2014		Previsión OS 2015 (GWh)			% variación 2015 sobre 2014		
	GWh	% variación respecto 2013	Inferior	Central	Superior	Inferior	Central	Superior
Peninsular	246.313	0,0%	249.300	251.621	251.790	1,21%	2,15%	2,22%
No peninsular	14.481	-1,6%	14.624	15.054	15.476	1,0%	4,0%	6,9%
Baleares	5.566	-1,9%	5.548	5.704	5.860	-0,3%	2,5%	5,3%
Canarias	8.486	-1,6%	8.623	8.879	9.134	1,6%	4,6%	7,6%
Ceuta	216	6,9%	232	242	249	7,3%	12,3%	15,3%
Melilla	213	1,5%	221	228	234	3,8%	7,3%	9,8%
Total Nacional	260.794	-0,1%	263.924	266.675	267.266	1,2%	2,3%	2,5%

Fuente: OS

En el **sistema peninsular** el escenario central del OS prevé para el año 2015 un incremento de la demanda en barras de central del 2,2%, respecto del cierre previsto para 2014, consecuencia de una variación de la demanda por actividad económica⁴ del 1,80%, una variación por temperatura del 0,39% y una variación por laboralidad del -0,04%.

El OS presenta dos escenarios adicionales de previsión, inferior y superior, resultado de considerar dos hipótesis de actividad económica para 2015. En particular, el escenario inferior considera un incremento de la demanda en b.c. del 1,2%, basada una variación de la actividad económica del 0,85%. El escenario superior prevé un aumento de la demanda en b.c. del 2,22% resultado de considerar una variación de la actividad económica del 1,9%. En ambos escenarios se mantiene el efecto temperatura y laboralidad del escenario central.

En el **sistema extrapeninsular** el OS ha remitido tres escenarios de previsión para cada uno de los subsistemas (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla). Todos los escenarios suponen un aumento de la demanda en b.c. en todos los subsistemas, con la excepción de Baleares en el escenario inferior cuya demanda se reduce un 0,3%. En los documentos remitidos por el OS relativos a la previsión de la demanda en b.c. en los sistemas balear, canario, ceutí y melillense no se indican las hipótesis de crecimiento del PIB consideradas.

Demanda en consumidor final

En el Cuadro 10 se resume el escenario de demanda en consumo desagregado por subsistema y peaje de acceso agregado a partir de la

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

información aportada por las empresas distribuidoras para 2015.

Cuadro 10. Previsión de demanda en consumo para 2015 desagregada por peaje de acceso y subsistema, resultado de agregar las previsiones remitidas por las empresas distribuidoras.

	Previsión de cierre 2014 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	101.028	3.843	4.804	129	137	109.942
Pc (1) < 10 kW	61.201	2.064	2.807	65	73	66.210
10 kW < Pc ≤ 15 kW	8.360	296	411	5	10	9.082
Pc > 15 kW	31.467	1.483	1.586	60	54	34.650
						-
Media tensión	67.105	1.205	2.932	66	69	71.377
3.1 A	14.484	399	720	12	17	15.631
6.1	52.621	806	2.212	54	53	55.746
						-
Alta tensión	50.148	83	165	-	-	50.396
6.2	16.438	83	165	-	-	16.686
6.3	9.593	-	-	-	-	9.593
6.4 (2)	24.117	-	-	-	-	24.117
Total	218.282	5.131	7.901	195	207	231.715

	Previsión 2015 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	99.292	4.003	4.953	131	139	108.519
Pc (1) < 10 kW	60.101	2.146	2.889	66	74	65.276
10 kW < Pc ≤ 15 kW	8.156	307	421	5	10	8.900
Pc > 15 kW	31.035	1.551	1.643	61	55	34.343
						-
Media tensión	68.837	1.262	3.043	63	68	73.272
3.1 A	14.859	416	743	12	16	16.046
6.1	53.978	846	2.300	51	52	57.227
						-
Alta tensión	51.030	81	158	-	-	51.268
6.2	16.751	81	158	-	-	16.989
6.3	9.770	-	-	-	-	9.770
6.4 (2)	24.509	-	-	-	-	24.509
Total	219.159	5.345	8.153	194	208	233.060

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

Fuente: Empresas y CNMC.

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Trasvase Tajo-Segura

El escenario previsto para 2015 por las empresas distribuidoras para el sistema peninsular implica un aumento de la demanda en consumo del 0,4%, explicada, fundamentalmente, por el incremento de la demanda en media tensión (+2,6%)

y alta tensión (+1,8%), parcialmente compensada por la caída de la demanda de los consumidores de baja tensión del 1,7%.

La demanda en consumo para los sistemas extrapeninsulares e insulares se caracteriza por aumentos del consumo en todos los subsistemas, con la excepción del sistema ceutí para el que se estima una caída de la demanda del 0,4%, motivado por la reducción de la demanda de los consumidores conectados en media tensión.

Análogamente a la previsión de cierre de 2014, se observa que las previsiones remitidas por los agentes para el ejercicio 2015 no son coincidentes con la previsión de la demanda en b.c. del OS. En particular, el OS espera una recuperación de la demanda en b.c. para el ejercicio 2015 en todos los escenarios aportados y en todos subsistemas, con la excepción del escenario inferior en el subsistema de baleares, mientras que según las previsiones de las empresas distribuidoras el crecimiento durante este mismo ejercicio será ligeramente superior al previsto para el cierre (0,6%), motivada por la evolución desfavorable de la demanda de los consumidores de baja tensión.

Previsión de la CNMC de demanda en consumo para el cierre de 2015

Para el año 2015, el intervalo de variación del PIB se encuentra entre el 1,6% y el 2,1% (CE 2,1%, FMI 1,7% y OCDE 1,6%), mientras que de acuerdo con las previsiones del Gobierno, se espera que en 2015 el PIB aumente un 2,0% respecto del 2014.

Si bien el OS no detalla en la información proporcionada a la CNMC el PIB implícito en la previsión de la demanda en b.c. para 2015, si descompone la variación de la demanda por efecto laboralidad, temperatura y actividad económica (véase Cuadro 11).

Cuadro 11. Descomposición de la variación de la demanda en los escenarios de previsión del OS para el ejercicio 2015.

	Escenario inferior	Escenario central	Escenario superior
Efecto temperatura	0,39%	0,39%	0,39%
Efecto laboralidad	-0,04%	-0,04%	-0,04%
Efecto actividad económica	0,85%	1,80%	1,90%
Variación de la demanda en b.c.	1,20%	2,15%	2,25%

Fuente: OS

A pesar del consenso de las instituciones sobre la recuperación económica para 2015, teniendo en cuenta las diferencias en las previsiones de demanda remitidas por el OS y las empresas y la incertidumbre sobre el grado de recuperación del consumo de la demanda de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW, por un criterio de prudencia tarifaria, se ha optado por imponer a las variables de facturación

previstas por la CNMC para el cierre de 2014 las tasas de variación por grupo tarifario previstas por las empresas para el ejercicio 2015. Análogamente a la previsión de cierre de 2014, la demanda en b.c. prevista para el ejercicio 2015 (260.256 GWh) se ha obtenido imponiendo las pérdidas por subsistema registradas en 2013 (véase Cuadro 12).

Cuadro 12. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso previstos por la CNMC para 2015

	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2014						Energía consumido por periodo horario (MW). Previsión 2014						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	28.680.936	146.419	23.652	23.069			74.770	26.263	8.297					109.330
Pc (1) < 10 kW	27.028.950	112.781					60.751	4.957	4					65.712
10 kW < Pc ≤ 15 kW	888.661	10.899					6.982	1.984	2					8.968
Pc > 15 kW	763.325	22.738	23.652	23.069			7.037	19.322	8.292					34.650
Media tensión	105.903	20.566	21.503	22.144	14.685	14.795	18.551	8.385	12.984	9.521	5.281	7.665	28.968	72.804
3.1 A	85.758	6.418	7.077	7.553				3.272	6.491	6.269				16.032
6.1	20.145	14.148	14.425	14.591	14.685	14.795	18.551	5.113	6.494	3.252	5.281	7.665	28.968	56.772
Alta tensión	2.594	8.358	8.991	9.211	9.411	9.484	11.230	3.329	4.798	2.166	3.728	5.676	30.698	50.396
6.2	1.603	3.136	3.266	3.311	3.339	3.352	4.148	1.258	1.733	802	1.339	1.987	9.567	16.686
6.3	421	1.494	1.734	1.745	1.796	1.835	2.122	580	867	426	735	1.122	5.862	9.593
6.4 (2)	570	3.728	3.991	4.155	4.276	4.297	4.960	1.491	2.198	938	1.655	2.567	15.269	24.117
Total	28.789.433	175.342	54.146	54.424	24.096	24.279	29.781	86.484	44.046	19.984	9.009	13.341	59.666	232.530

	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2015						Energía consumido por periodo horario (MW). Previsión 2015						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	28.741.365	144.978	22.616	22.061			73.536	26.147	8.233					107.916
Pc (1) < 10 kW	27.102.360	112.500					59.722	5.054	10					64.786
10 kW < Pc ≤ 15 kW	883.393	10.736					6.841	1.943	3					8.787
Pc > 15 kW	755.613	21.741	22.616	22.061			6.973	19.150	8.219					34.343
Media tensión	106.631	19.921	20.836	21.464	14.169	14.275	17.934	8.607	13.329	9.773	5.421	7.868	29.737	74.735
3.1 A	86.218	6.270	6.916	7.385				3.359	6.663	6.435				16.457
6.1	20.413	13.651	13.920	14.079	14.169	14.275	17.934	5.248	6.666	3.339	5.421	7.868	29.737	58.279
Alta tensión	2.615	8.294	8.920	9.136	9.334	9.407	11.139	3.388	4.882	2.204	3.793	5.775	31.227	51.268
6.2	1.610	3.102	3.230	3.274	3.302	3.315	4.105	1.281	1.765	817	1.363	2.023	9.741	16.989
6.3	429	1.490	1.726	1.737	1.788	1.828	2.111	591	884	434	748	1.143	5.971	9.770
6.4 (2)	576	3.702	3.963	4.124	4.244	4.265	4.922	1.516	2.234	953	1.682	2.609	15.515	24.509
Total	28.850.611	173.192	52.372	52.661	23.503	23.683	29.073	85.531	44.359	20.210	9.215	13.642	60.963	233.920

% variación 2015 sobre 2014														
	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario						Energía consumido por periodo horario						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	0,2%	-1,0%	-4,4%	-4,4%			-1,7%	-0,4%	-0,8%					-1,3%
Pc (1) < 10 kW	0,3%	-0,2%					-1,7%	1,9%	138,9%					-1,4%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	-0,6%	-1,5%					-2,0%	-2,1%	119,0%					-2,0%
Pc > 15 kW	-1,0%	-4,4%	-4,4%	-4,4%			-0,9%	-0,9%	-0,9%					-0,9%
Media tensión	0,7%	-3,1%	-3,1%	-3,1%	-3,5%	-3,5%	-3,3%	2,6%	2,7%	2,7%	2,7%	2,6%	2,7%	2,7%
3.1 A	0,5%	-2,3%	-2,3%	-2,2%				2,6%	2,7%	2,7%				2,7%
6.1	1,3%	-3,5%	-3,5%	-3,5%	-3,5%	-3,5%	-3,3%	2,6%	2,7%	2,7%	2,7%	2,6%	2,7%	2,7%
Alta tensión	0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	1,8%	1,8%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
6.2	0,4%	-1,1%	-1,1%	-1,1%	-1,1%	-1,1%	-1,0%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
6.3	1,9%	-0,2%	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-0,5%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%
6.4 (2)	1,1%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,8%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%
Total	0,2%	-1,2%	-3,3%	-3,2%	-2,5%	-2,5%	-2,4%	-1,1%	0,7%	1,1%	2,3%	2,3%	2,2%	0,6%

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

3.2. Previsión de los ingresos regulados para el cierre de 2014 y 2015

A continuación se presenta la previsión de ingresos para el cierre de 2014 y 2015 para el total nacional que resulta de aplicar los peajes de la Orden IET/1491/2013⁵ y la Orden IET/107/2014 a las variables de facturación previstas para el cierre de 2014 y los precios de la Orden IET/107/2014 a las variables de facturación prevista para 2015. En el Anexo II del presente informe se detallan los ingresos de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2014 y 2015 desagregados por subsistema, de acuerdo a la solicitud realizada por la Dirección General de Política Energética y Minas, para cada uno de los escenarios de previsión considerados. En el Anexo III se detalla la estimación de los ingresos procedentes de los tributos incluidos en la Ley 15/2012 y de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

3.2.1. Previsión de cierre 2014

Los ingresos que resultan de aplicar los peajes de acceso establecidos en la Orden IET/1491/2013 y la Orden IET/107/2014 a las variables de facturación previstas por la CNMC para el cierre de 2014, suponiendo un consumo mensual homogéneo, ascienden a 13.695 M€ (véase Cuadro 13). Cabe señalar que, estos ingresos incluyen los peajes que pagan los generadores por sus consumos propios, por no disponer la CNMC de información que permita su desagregación.

⁵ Orden IET/1491/2013, de 1 de agosto, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para su aplicación a partir de agosto de 2013 y por la que se revisan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial para el segundo trimestre de 2013.

INF/DE/0139/14 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

Cuadro 13. Escenarios de previsión de ingresos de acceso previstos para el cierre de 2014

Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación acceso a precios de la Orden IET/1491/2013 (miles €)	Facturación acceso a precios de la Orden IET/107/2014 (miles €)	Total facturación acceso (miles €)
Baja tensión	109.330	850.092	9.370.708	10.220.799
Pc ≤ 10 kW	65.712	583.310	6.422.405	7.005.715
2.0 A	58.402	549.058	6.042.622	6.591.680
2.0 DHA	7.298	34.197	379.190	413.387
2.0 DHS	13	56	593	649
10 < Pc ≤ 15 kW	8.968	76.956	849.458	926.414
2.1 A	5.981	60.511	668.907	729.418
2.1 DHA	2.982	16.420	180.282	196.703
2.1 DHS	4	24	269	293
Pc > 15 kW	34.650	189.826	2.098.844	2.288.670
3.0 A	34.650	189.826	2.098.844	2.288.670
Media tensión	72.804	238.565	2.640.333	2.878.898
3.1 A	16.032	72.747	805.129	877.875
6.1	56.772	165.818	1.835.204	2.001.023
Alta tensión	50.396	49.279	546.055	595.334
6.2	16.686	22.055	244.335	266.390
6.3	9.593	10.000	110.782	120.782
6.4 (1)	24.117	17.223	190.938	208.162
Total	232.530	1.137.936	12.557.096	13.695.031

Fuente: CNMC, Orden IET/1491/2013 y Orden IET/107/2014

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Esta previsión de cierre no incluye los ingresos resultantes de la facturación por energía reactiva (156,8 M€), los ingresos por excesos de potencia⁶ (84,2 M€), los ingresos por los peajes aplicables a los generadores⁷ (136,9 M€), los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 (estimados en 20,9 M€, véase punto 4.3 del presente informe), los ingresos provenientes de los peajes por exportaciones a países no

⁶ La facturación por energía reactiva y excesos de potencia se ha estimado mediante la extrapolación de la última información disponible en la base de datos de liquidaciones eléctricas. En particular, se ha estimado la facturación de los meses de septiembre a octubre, aplicando a los mismos meses del año 2013 la tasa acumulada registrada en el periodo enero-agosto (-10,2% en la facturación por energía reactiva y +65% en la facturación por excesos de potencia).

⁷ Los ingresos por los peajes aplicables a los generadores se estiman aplicando 0,5 €/MWh a la previsión de demanda en b.c. del ejercicio 2014, teniendo en cuenta los intercambios internacionales.

comunitarios (41,0 M€)⁸, los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO (-1 M€) y las rentas de gestión de congestión (58,3 M€)⁹.

Los ingresos totales de acceso previstos para el ejercicio 2014, resultado de considerar los conceptos anteriores, ascienden a 14.192 M€ (véase Cuadro 14).

Cuadro 14. Ingresos totales de acceso previstos para el cierre de 2014

	Ingresos de acceso (miles €)
<i>Ingresos por peajes de consumidores</i>	13.935.885
Facturación de peajes	13.695.031
Facturación energía reactiva	156.645
Facturación excesos de potencia	84.208
<i>Ingresos por peajes de generadores</i>	136.874
<i>Ingresos de conexiones internacionales</i>	98.319
Ingresos por exportaciones	41.019
Ingresos acuerdo ETSO	- 999
Rentas de congestión	58.299
<i>Ingresos de clientes en régimen transitorio</i>	20.939
Total ingresos de acceso	14.192.017

Fuente: CNMC, Orden IET/1491/2013 y Orden IET/107/2014

Por último, se estiman en 3.192,3 M€ los ingresos externos a los peajes, procedentes de la recaudación derivada de los tributos y cánones incluidos en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre (2.904,3 M€) y del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero (288 M€), conforme a la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

En el Cuadro 15 se comparan los ingresos totales para la financiación de los costes del sistema previstos para el cierre del ejercicio 2014 según la Orden IET/107/2014 y los previstos por la CNMC.

⁸ Los ingresos por peajes de exportaciones a países no comunitarios son el resultado de la facturación real para el periodo enero-agosto de 2014, según información de la base de datos de liquidaciones, y la facturación prevista para el periodo septiembre-diciembre de 2014 que resulta de aplicar los precios de la Orden IET/107/2014, previsión de energía para este periodo del OS, suponiendo la misma estructura de potencias contratadas y energía consumida que la registrada en el mismo periodo de 2013.

⁹ Como mejor previsión de los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO y las rentas de gestión de congestión para el cierre del ejercicio 2014 se han tomado los ingresos registrados por ambos conceptos en el periodo comprendido entre agosto de 2013 y julio de 2014, última información disponible en la base de datos de liquidaciones.

Cuadro 15. Ingresos totales previstos en la Orden IET/107/2014 para 2014 e ingresos previstos por la CNMC para el cierre de 2014

Ingresos de regulados (miles €)	Previsión anual 2014 Orden IET/107/2014 [1]	Previsión cierre 2014 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos por peajes de acceso (A)	14.960.572	14.192.017	- 768.555	-5,1%
Ingresos por peajes de consumidores	14.705.474	13.935.885	- 769.589	-5,2%
Ingresos por peajes a generadores	129.698	136.874	7.176	5,5%
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	17.600	20.939	3.339	19,0%
Ingresos de conexiones internacionales	107.800	98.319	- 9.481	-8,8%
Ingresos externos a peajes (B)	3.250.720	3.192.283	- 58.437	-1,8%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.906.920	2.904.283	- 2.637	-0,1%
Ingresos subastas CO2	343.800	288.000	- 55.800	-16,2%
Total ingresos regulados (A) + (B)	18.211.292	17.384.300	- 826.992	-4,5%

Fuente: CNMC, Orden IET/1491/2013 y Orden IET/107/2014

Se observa que los ingresos procedentes de peajes de acceso de consumidores previstos para el cierre del ejercicio 2014 resultan 768,6 M€ inferiores a los previstos en la Orden IET/107/2014, motivado, por una parte, porque la demanda de los consumidores acogidos al peaje 2.0 A se ha contraído en mayor medida que la inicialmente prevista y, por otra parte, por la progresiva reducción de la potencia contratada por los consumidores acogidos a redes de baja tensión con potencia superior a 15 kW y consumidores conectados en redes de media tensión (peajes 3.0 A, 3.1 A y 6.1)¹⁰.

Asimismo, se observa que los ingresos procedentes de la Ley 15/2012 y las subastas de los derechos de CO₂ previstos para el cierre de 2014 resultan inferiores en un 1,8% a los previstos en la Orden IET/107/2014. Respecto de los ingresos procedentes de los impuestos cabe señalar que, los menores ingresos derivados tanto de la contracción de la generación y la demanda de gas natural, como del menor precio registrado en el mercado, han sido compensando por los mayores ingresos procedentes del impuesto especial sobre hidrocarburos¹¹.

¹⁰ Se indica que según la memoria que acompañó a la Orden IET/107/2014, la estructura de consumos prevista para el ejercicio 2014 por el MINETUR era resultado de imponer la estructura de consumos prevista por la CNMC a la demanda agregada prevista para el ejercicio 2014. La CNMC estimó que la demanda de los consumidores acogidos al peaje 2.0 A se contraería el 1% respecto de la prevista para el cierre de 2013 (que, a su vez, se estimó que se reduciría un 3,8% respecto de 2012), a la fecha de elaboración del presente informe la tasa media móvil a junio asciende a -5,8%. Respecto de la previsión de potencia por periodo tarifario de los consumidores se indica se mantuvo para 2014 las mismas potencias que las registradas en 2013, en línea con la tasas acumuladas a junio de 2013 y las medias móviles registradas hasta junio de 2013.

¹¹ Los ingresos procedentes del impuesto especial sobre hidrocarburos previstos para el ejercicio 2014 tuvieron en cuenta la cuota que correspondía a las Comunidades Autónomas de acuerdo con lo establecido en la Ley 22/2009, de 18 de diciembre, por la que se regula el

Como resultado de lo anterior, los ingresos totales previstos para el cierre del ejercicio 2014 resultan 827 M€ inferiores a los previstos en la Orden IET/107/2014.

No obstante, se advierte de que hasta la Liquidación provisional 9/2014 los ingresos procedentes de la Ley 15/2012 y de las subastas de derechos de CO₂ ascienden a 662 M€ y 185,4 M€, respectivamente, lo que representa aproximadamente, el 26,1% de los importes estimados para el ejercicio 2014. Al respecto, se indica que hasta la fecha de elaboración del presente informe no se ha percibido importe alguno derivado de la aplicación canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica, cuyo importe estimado para 2014 asciende a 318,6 M€ (véase Anexo III).

En consecuencia, se considera necesario señalar la incertidumbre existente a la fecha de elaboración del presente informe sobre la plena materialización de los ingresos procedentes de la Ley 15/2012.

3.2.2. Previsión 2015

En el Cuadro 16 se muestra el resultado de aplicar a las variables de facturación previstas para el ejercicio 2015 (ver Cuadro 12) los peajes de acceso establecidos en la Orden IET/107/2014. Los ingresos previstos para 2015 ascienden a 13.508,6 M€, cifra inferior en 186,4 M€ (-1,4%) a los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2014, motivado, principalmente, por la contracción de la potencia contratada, parcialmente compensado por el aumento de demanda de los consumidores conectados en media y alta tensión.

sistema de financiación de las Comunidades Autónomas. Posteriormente, se modificó la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012 para que la totalidad de los impuestos fueran destinados a la financiación del coste derivado del fomento de energías renovables.

INF/DE/0139/14 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

Cuadro 16. Ingresos de acceso resultantes de facturar a las variables de facturación previstas para 2015 a los peajes establecidos en la Orden IET/107/2014

Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación acceso a precios de la Orden IET/107/2014 (miles €)
Baja tensión	107.916	10.083.330
<i>Pc ≤ 10 kW</i>	64.786	6.963.592
2.0 A	57.323	6.532.441
2.0 DHA	7.432	429.791
2.0 DHS	30	1.361
<i>10 < Pc ≤ 15 kW</i>	8.787	912.117
2.1 A	5.860	718.789
2.1 DHA	2.918	192.611
2.1 DHS	9	718
<i>Pc > 15 kW</i>	34.343	2.207.620
3.0 A	34.343	2.207.620
Media tensión	74.735	2.829.541
3.1 A	16.457	868.535
6.1	58.279	1.961.006
Alta tensión	51.268	595.769
6.2	16.989	265.989
6.3	9.770	121.331
6.4 (1)	24.509	208.448
Total	233.920	13.508.640

Fuente: CNMC y Orden IET/107/2014

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Dichas previsiones no incluyen los ingresos por la facturación de energía reactiva, excesos de potencia¹², peajes de acceso aplicables a la generación, los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 (véase epígrafe 4.3 del presente informe), ingresos provenientes de los peajes por exportaciones a países no comunitarios¹³, ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO ni las rentas de gestión de congestión¹⁴. Los

¹² La facturación por energía reactiva y excesos de potencia se ha estimado aplicando a la previsión de cierre del ejercicio 2014 la media móvil registrada en el periodo comprendido entre septiembre 2013-agosto 2014 (-9,7% en la facturación por energía reactiva y +34,6% en la facturación por excesos de potencia).

¹³ Los ingresos por peajes de exportaciones a países no comunitarios son el resultado de facturar la previsión de exportaciones a países no comunitarios del Operador del Sistema (3.168 GWh), suponiendo que las potencias contratadas por periodo y la estructura de consumos por periodo horario se corresponden con las realmente registradas en la base de datos de liquidaciones en el periodo comprendido entre julio 2013 y junio de 2014, a los precios de la Orden IET/107/2014.

¹⁴ Los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO y las rentas de gestión de congestión previstas para 2015 se corresponden con los ingresos registrados por ambos conceptos en el periodo comprendido entre agosto de 2013 y julio de 2014, según la última información disponible en la base de datos de liquidaciones.

ingresos regulados previstos para el ejercicio 2015, resultado de considerar los conceptos anteriores ascienden a 13.997,5 M€, un 1,4% inferiores a los previstos para el cierre de 2014 (Véase Cuadro 17).

Cuadro 17. Ingresos totales de acceso previstos para el cierre de 2014 y 2015.

Ingresos acceso (miles €)	Previsión cierre 2014 (A)	Previsión 2015 (B)	(B) - (A) (miles €)	%variación (B) sobre (A)
Ingresos por peajes de consumidores	13.935.885	13.761.527	- 174.357	-1,3%
Facturación de peajes	13.695.031	13.508.640	- 186.392	-1,4%
Facturación energía reactiva	156.645	141.398	- 15.247	-9,7%
Facturación excesos de potencia	84.208	111.490	27.281	32,4%
Ingresos por peajes de generadores	136.874	134.720	- 2.154	-1,6%
Ingresos de conexiones internacionales	98.319	88.475	- 9.843	-10,0%
Ingresos por exportaciones	41.019	34.599	- 6.419	-15,6%
Ingresos acuerdo ETSO	- 999	- 999	-	0,0%
Rentas de congestión	58.299	54.875	- 3.424	-5,9%
Ingresos de clientes en régimen transitorio	20.939	12.785	- 8.154	-38,9%
Total ingresos de acceso	14.192.017	13.997.508	- 194.508	-1,4%

Fuente: CNMC, Orden IET/1491/2013 y Orden IET/107/2014

Finalmente, en 2015 se estiman en 3.382,5 M€ los ingresos externos a los peajes de acceso. En particular, se estima que la recaudación derivada de tributos incluidos en la Ley 15/2012 ascenderá a 3.036,8 M€ y los ingresos procedentes de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero ascenderá a 345,7 M€.

Al respecto se indica que en los Presupuestos Generales del Estado para el ejercicio 2015 se han incluido 2.906,9 M€ de ingresos procedentes de la Ley 15/2012 y 343,8 M€ de ingresos procedentes de la subasta de derechos de emisión de CO₂.

Teniendo en cuenta la elevada incertidumbre que existe sobre la evolución de la potencia contratada y de la demanda, en el Cuadro 18 se muestra el impacto sobre los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2014 y 2015 ante posibles desvíos en dichas variables de facturación respecto de las previstas, manteniendo la estructura de variables de facturación prevista por la CNMC para el cierre del ejercicio 2014 y 2015, para los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW y el total del sistema.

Cuadro 18. Desvíos en los ingresos (miles €) por peajes de acceso inducidos por desvíos en la previsión de la potencia contratada y de la demanda, manteniendo la estructura de las variables de facturación previstas para el cierre de 2014 y 2015, valorados a los peajes de la Orden IET/1491/2013 y Orden IET/107/2014

Desvío porcentual en la potencia contratada o la energía consumida	Previsión cierre 2014				Previsión 2015			
	Clientes de baja tensión con Pc < 15 kW		Total Sistema		Clientes de baja tensión con Pc < 15 kW		Total Sistema	
	Facturación potencia	Facturación energía	Facturación potencia	Facturación energía	Facturación potencia	Facturación energía	Facturación potencia	Facturación energía
-2,00%	- 73.795	- 47.058	- 171.851	- 79.291	- 80.173	- 50.475	- 184.290	- 85.883
-1,50%	- 55.346	- 35.293	- 128.888	- 59.468	- 60.130	- 37.857	- 138.217	- 64.412
-1,00%	- 36.897	- 23.529	- 85.926	- 39.645	- 40.087	- 25.238	- 92.145	- 42.941
-0,50%	- 18.449	- 11.764	- 42.963	- 19.823	- 20.043	- 12.619	- 46.072	- 21.471
0,00%	-	-	-	-	-	-	-	-
0,50%	18.449	11.764	42.963	19.823	20.043	12.619	46.072	21.471
1,00%	36.897	23.529	85.926	39.645	40.087	25.238	92.145	42.941
1,50%	55.346	35.293	128.888	59.468	60.130	37.857	138.217	64.412
2,00%	73.795	47.058	171.851	79.291	80.173	50.475	184.290	85.883

Fuente: CNMC, Orden IET/1491/2013 y Orden IET/107/2014

3.3. Previsión de costes regulados para el cierre de 2014 y 2015

A continuación se resume la previsión de costes regulados para el cierre de 2014 y 2015. En el Anexo IV del presente informe se describen detalladamente las hipótesis que sirven de base para la estimación.

3.3.1. Previsión de cierre 2014

En el Cuadro 19 se comparan los costes regulados previstos para 2014, según información que acompaña a la Orden IET/107/2014 y la previsión de cierre del ejercicio con la última información disponible por la CNMC. Se observa que los costes regulados previstos para el cierre del ejercicio resultan un 4,8% (871 M€) inferiores a los previstos en la Orden IET/107/2014, debido, fundamentalmente, a que la retribución específica de las instalaciones de generación renovable y el coste del mecanismo de restricciones por garantía de suministro han resultado inferiores en 495,1 M€ y 264,5 M€, respectivamente, a los inicialmente previstos.

Cuadro 19. Comparación de los costes regulados previstos para el cierre de 2014 y los costes previstos en la Orden IET/107/2014

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Previsión de cierre 2014			
	Orden IET/107/2014 [1]	Liquidación cierre 2014 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Coste Transporte	1.673.890	1.673.890	-	0,0%
Coste Distribución	5.043.144	5.043.144	-	0,0%
Retribución renovables, cogeneración y residuos	7.630.000	7.134.855	- 495.145	-6,5%
Retribución liquidada en 2014		8.282.773		
DT8 ⁸ RD 413/2014 por producción 2014		- 1.147.918		
Retribución sistemas no peninsulares	903.000	884.000	- 19.000	-2,1%
Servicio de interrumpibilidad	550.000	550.000	-	0,0%
Cuotas	88.930	85.315	- 3.615	-4,1%
Tasa CNMC	22.059	20.935	- 1.124	-5,1%
Moratoria nuclear	66.724	64.240	- 2.484	-3,7%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	147	140	- 7	-5,1%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.966.993	2.922.761	- 44.232	-1,5%
Imputación de pérdidas	120.000	168.751	48.751	40,6%
Costes de acceso (A)	18.975.957	18.462.716	- 513.241	-2,7%
Déficit (+)/ Superavit (-) Pagos por Capacidad (B)	- 545.239	- 755.448	- 210.209	38,6%
Ingresos Pagos por capacidad	1.462.347	1.394.559	- 67.788	-4,6%
Coste Pagos por Capacidad	917.108	639.111	- 277.997	-30,3%
Incentivo a la inversión	270.603	263.240	- 7.363	-2,7%
Incentivo a la disponibilidad	187.096	180.971	- 6.125	-3,3%
Resolución Restricciones por Garantía de Suministro	459.409	194.900	- 264.509	-57,6%
Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (C)	- 227.845	- 375.371	- 147.526	64,7%
Liquidaciones definitivas 2009-2011	- 61.178	- 64.531	- 3.353	5,5%
Liquidación definitiva 2009		- 55.874	- 55.874	
Liquidación definitiva 2010		- 8.657	- 8.657	
Liquidación definitiva 2011		-	-	
Impacto RDL 9/2013 sobre RE	- 166.667	- 247.425	- 80.758	48,5%
Incentivo de pérdidas retribución 2014		- 14.181	- 14.181	
Regularización del término DIF		- 49.234	- 49.234	
Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)	18.202.873	17.331.897	- 870.976	-4,8%

Fuentes: CNMC, Orden IET/107/2014 y escandallo que le acompaña.

A continuación se describe brevemente las principales diferencias entre los costes previstos para el cierre del ejercicio y los de la Orden IET/107/2014.

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

Se estima en 6.683 M€ la retribución de la producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos para el cierre del ejercicio 2014, de acuerdo con la nueva metodología establecida en el RD 413/2014¹⁵.

No obstante lo anterior, entre el 14 de julio de 2013 y el 31 de mayo de 2014, en virtud de la Disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 9/2013, se ha venido liquidando de forma transitoria aplicando el régimen

¹⁵ Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

económico anterior, contemplado en los Reales Decretos 661/2007 y 1578/2008. La diferencia entre el régimen retributivo anterior y el régimen retributivo establecido en el Real Decreto 413/2014 asciende a 1.868 M€, de los cuales 269 M€ corresponden a producciones del ejercicio 2013 y 1.599 M€ corresponden a producciones del ejercicio 2014 (véase Cuadro 20).

Cuadro 20. Importe económico de las regularizaciones contempladas en la Disposición transitoria del Real Decreto-ley 9/2013

Tecnología	Reliquidaciones 2013 (M€)			Reliquidaciones 2014 (M€)			Total reliquidaciones
	Positivas	Negativas	Total	Positivas	Negativas	Total	
COGENERACION	32,00	- 160,27	- 128,27	10,68	- 211,25	- 200,57	- 328,84
SOLAR FV	576,30	- 251,02	325,28	20,50	- 275,01	- 254,51	70,77
SOLAR TE	143,64	- 135,13	8,51	65,85	- 4,78	61,07	69,58
EOLICA	161,76	- 434,91	- 273,15	3,98	- 923,03	- 919,05	- 1.192,20
HIDRAULICA	1,69	- 75,27	- 73,58	0,01	- 184,73	- 184,73	- 258,31
BIOMASA	9,51	- 42,03	- 32,53	4,17	- 41,30	- 37,13	- 69,66
RESIDUOS	12,53	- 11,91	0,62	5,71	- 26,38	- 20,67	- 20,05
TRAT.RESIDUOS	0,27	- 96,15	- 95,87	-	- 43,93	- 43,93	- 139,80
OTRAS TECN.							
RENOVABLES	0,11	-	0,11	0,09	- 0,00	0,09	0,19
Total	937,80	- 1.206,68	- 268,88	110,99	- 1.710,42	- 1.599,43	- 1.868,31

Fuente: CNMC

Conforme al procedimiento establecido en la Disposición transitoria octava del RD 413/2014, las diferencias se imputarán de forma separada a cada ejercicio en nueve liquidaciones, siempre que se cumplan los límites establecidos en la citada disposición para la devolución de los importes¹⁶.

Lo anterior implica que:

- 1) Las devoluciones correspondientes a la producción del ejercicio 2013 se imputarán al ejercicio 2013 hasta que se efectúe la liquidación de cierre de dicho ejercicio (diciembre de 2014), imputándose el resto al ejercicio 2014.
- 2) La aplicación de los límites establecidos legalmente para las devoluciones dará lugar a que el procedimiento se alargue más allá de las nueve liquidaciones previstas, imputándose a 2015 una parte de los derechos de devolución devengados entre 2013 y 2014..
- 3) Deberá establecerse un procedimiento de reclamación de los importes a aquellas instalaciones que han parado su producción, no previsto en la mencionada DT8ª del RD 413/2014, lo que contribuye asimismo a dilatar en el tiempo la incorporación de las correspondientes reliquidaciones.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se indica que de la diferencia entre el régimen retributivo anterior y el régimen retributivo

¹⁶ La disposición transitoria octava del Real Decreto 413/2014 establece que en caso de la novena parte de la diferencia supere el 50% de lo que reciban como retribución específica más lo que reciban por sus ventas de energía en el mercado, el límite de la devolución será el 50%, incorporándose el importe que supere el límite en la siguiente liquidación.

establecido en el Real Decreto 413/2014 correspondiente a las producciones del ejercicio 2013 (-269 M€) se han imputado +226,2 M€¹⁷ a la liquidación de cierre del ejercicio 2013, quedando pendiente de imputar a liquidaciones posteriores -495,1 M€ (véase Cuadro 21).

Cuadro 21. Importe económico de las regularizaciones contempladas en la Disposición transitoria del Real Decreto-ley 9/2013 correspondientes a 2013 con impacto en el ejercicio 2013 y posteriores

Tecnología	Reliquidaciones 2013 (A) (M€)			Reliquidaciones 2013 imputadas en la liquidación de cierre de 2013 (B) (M€)			Reliquidaciones correspondientes a 2013 que se imputan en ejercicios posteriores (A) - (B) (M€)		
	Positivas	Negativas	Total	Positivas	Negativas	Total	Positivas	Negativas	Total
COGENERACION	32,00	- 160,27	- 128,27	12,44	- 24,88	- 12,44	19,56	- 135,38	- 115,82
SOLAR FV	576,30	- 251,02	325,28	205,23	- 7,43	197,80	371,08	- 243,59	127,49
SOLAR TE	143,64	- 135,13	8,51	18,77	- 12,86	5,91	124,87	- 122,26	2,60
EOLICA	161,76	- 434,91	- 273,15	85,54	- 40,11	45,43	76,22	- 394,80	- 318,58
HIDRAULICA	1,69	- 75,27	- 73,58	0,49	- 6,72	- 6,23	1,20	- 68,55	- 67,35
BIOMASA	9,51	- 42,03	- 32,53	3,00	- 7,10	- 4,10	6,51	- 34,93	- 28,42
RESIDUOS	12,53	- 11,91	0,62	4,52	- 1,81	2,71	8,01	- 10,09	- 2,09
TRAT.RESIDUOS	0,27	- 96,15	- 95,87	0,16	- 3,07	- 2,90	0,11	- 93,08	- 92,97
OTRAS TECN. RENOVABLES	0,11	-	0,11	0,04	-	0,04	0,07	-	0,07
Total	937,80	- 1.206,68	- 268,88	330,18	- 103,99	226,19	607,62	- 1.102,69	- 495,07

Fuente: CNMC

Por otra parte, a la fecha de elaboración de este informe, únicamente se dispone del impacto de la aplicación de límites a la devolución registrado en las liquidaciones 7 y 8. Se indica que del importe susceptible de ser solicitado (374,5 M€), se ha reclamado el 62% (231,7 M€) como consecuencia de la aplicación de los límites, y del importe reclamado se ha percibido el 70% (162,8 M€). Suponiendo que la tendencia se mantiene en las sucesivas liquidaciones, en las liquidaciones del ejercicio 2014 se recuperaría el 57,1% (282,9 M€) y el 79% (1.262,4 M€) de las reliquidaciones de los ejercicios 2013 y 2014, respectivamente.

Por último, se estima que las reliquidaciones podrían verse minoradas en aproximadamente 150 M€ por el impacto en las devoluciones de las instalaciones que pudieran parar la producción. Se indica que el citado impacto de 150 M€ se ha distribuido entre los ejercicios 2013 y 2014 proporcionalmente al volumen de las reliquidaciones (aproximadamente 35,5 M€ a 2013 y 114,5 M€ a 2014). Por consiguiente, se obtiene que en el ejercicio 2014 se imputarían -1.148 M€ por las reliquidaciones de la producción del ejercicio 2014 (1.262,4 M€ menos los 114,5 M€) y -247,4 M€ por las reliquidaciones del ejercicio 2013 (282,9 M€ menos los 35 M€).

En consecuencia, se estima que la retribución específica de la producción con tecnología renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos

¹⁷ Se indica que en la liquidación complementaria de 2013 se han imputado las regularizaciones disponibles hasta el día de cierre que se realizó el 28 de octubre de 2014, que se corresponde con las regularizaciones incluidas en las liquidaciones 7, 8 y 9/2014 de actividades reguladas, con la excepción de las regularizaciones negativas cuyo cobro no ha sido registrado a fecha del citado cierre.

alcanzará 7.134,9 M€ en 2014, cifra inferior en 495,1 M€ a la prevista en la Orden IET/107/2014.

Por su parte, se estima en 247,4 M€ (282,9 M€ menos los 35 M€) el impacto de las reliquidaciones del ejercicio 2013 en el ejercicio 2014, cifra que supera en 80,8 M€ a la prevista en la Orden IET/107/2014 (-166,7 M€), según la información que acompañó a la propuesta de Orden.

- *Retribución sistemas no peninsulares*

Se estima que la compensación extrapeninsular correspondiente al ejercicio 2014 alcanzará 1.768 M€, de cuyo importe el 50% (884 M€) será financiada con cargo a los peajes de acceso, según establece la Disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013.

Este importe incluye los peajes de acceso a las redes, pero no los impuestos por la aplicación de la Ley 15/2012, estimado en 173 M€. Esta Comisión propuso en su "*Informe de la CNMC sobre 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 la retribución por costes variables de operación y mantenimiento se incrementará en una cuantía tal que permita satisfacer los tributos derivados de la aplicación de la Ley 15/2012. En caso de incluir los citados impuestos la compensación extrapeninsular del ejercicio 2014 se incrementaría en 196 M€.

Adicionalmente, se indica que el proyecto de 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, informado por la CNMC, podría tener un impacto sobre los costes previstos para el cierre del ejercicio 2014.

- *Anualidades para la financiación del déficit*

Desde la publicación de la Orden IET/107/2014 hasta el 13 de noviembre de 2014 se han registrado nuevas emisiones de FADE (emisiones 46ª a 48ª). El fin de estas emisiones ha sido de refinanciación, por lo que únicamente se actualiza la anualidad correspondiente a FADE. En particular, la anualidad correspondiente a FADE asciende a 2.257.609.581,95 € cifra inferior en 44,3 M€ a la incluida en la Orden IET/107/2014 (2.301.901.503 €)

- *Previsión de pérdidas*

Se eleva hasta 168,7 M€ el importe por imputación de la diferencia de pérdidas, teniendo en cuenta que en la Liquidación 9/2014 el importe por este concepto asciende a 125,3 M€.

- *Saldo de los pagos por capacidad*

Según la última información disponible por la CNMC, el superávit de los pagos por capacidad asciende a 755,4 M€, cifra que supera en 210,2 M€, a

la prevista en Orden IET/107/2014, según la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden, motivado fundamentalmente por el escaso hueco térmico para la programación del mecanismo de restricciones por garantía de suministro (RGS) registrado en el primer semestre del año.

No obstante lo anterior, se indica que está pendiente de aprobación la Resolución de la DGPEM por la que se establece el procedimiento de cálculo de los costes reales para la realización de la liquidación definitiva anual del año 2011 del mecanismo de restricciones por garantía de suministro, cuyo impacto sobre las liquidaciones del ejercicio 2014 se estima 40 y 65 M€.

- *Liquidaciones definitivas 2009-2011*

La Orden IET/107/2014 estimaba, por una parte, el impacto de la revisión de la retribución del transporte correspondientes al periodo 2008-2011 en una reducción del coste respecto inicialmente previsto de 111,2 M€. Por otra parte, estimaba el resultado de las liquidaciones definitivas correspondientes al periodo 2008-2011 en un incremento de coste respecto de la correspondiente liquidación 14 de 50 M€. El impacto conjunto de ambos conceptos implicaba un menor coste de 61,2 M€.

A la fecha de elaboración del presente informe, únicamente se han realizado las liquidaciones definitivas de los ejercicios 2009 y 2010, estando pendiente la liquidación definitiva del ejercicio 2011. La liquidación definitiva del ejercicio 2009 ha supuesto un menor coste respecto de la liquidación 14/2009 de 55,9 M€, debido a una reducción del coste de transporte de 84,5 M€, parcialmente compensada por un incremento del resto de costes de 28,6 M€. La liquidación definitiva del ejercicio 2010 ha supuesto un menor coste respecto de la Liquidación 14/2010 de 8,7 M€, motivado por una menor retribución de los costes de transporte (7,9 M€) y distribución (0,7 M€) y un aumento de los ingresos liquidables (0,04 M€).

- *Regularización del término DIF*

Se estima en 49,2 M€ el impacto de la disposición transitoria tercera del Real Decreto 216/2014 para la regularización mecanismo de cobertura previsto en Real Decreto Ley 17/2013, aspecto no considerado en la Orden IET/107/2014 (véase epígrafe 5.2).

3.3.2. Previsión 2015

El artículo 19 de la Ley 24/2013 establece que los desajustes por déficit de ingresos en un ejercicio no podrán superar el 2% de los ingresos del sistema estimados para dicho ejercicio, y la deuda acumulada por desajustes de ejercicios anteriores no podrá superar el 5% de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio. Los peajes, en su caso, o cargos que

correspondan se revisarán al menos en un total equivalente a la cuantía en que se sobrepasen estos límites.

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

En consecuencia, en este apartado se analiza, en primer lugar, el desajuste de ingresos de 2014, a efectos de establecer, en su caso, el impacto que pudiera derivarse en los ingresos y costes del ejercicio 2015. En segundo lugar, se resumen los costes previstos para 2015. En el Anexo IV del informe se detallan las hipótesis que sirven de base para la estimación.

Desajuste 2014

En el Cuadro 22 se comparan los costes de acceso e ingresos previstos para el 2014 según la Orden IET/107/2014 y los previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio. Según dicho escenario de previsión en 2014 se produciría un desajuste positivo estimado en 52,4 M€.

Cuadro 22. Previsión del desajuste temporal de ingresos y costes para el cierre de 2014 de la Orden IET/107/2014 y de la CNMC

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Previsión de cierre 2014			
	Orden IET/107/2014 [1]	Liquidación cierre 2014 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos regulados (A)	14.960.572	14.192.017	- 768.555	-5,1%
Ingresos por peajes de consumidores	14.705.474	13.935.885	- 769.589	-5,2%
Ingresos por peajes a generadores	129.698	136.874	7.176	5,5%
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	17.600	20.939	3.339	19,0%
Ingresos de conexiones internacionales	107.800	98.319	- 9.481	-8,8%
Ingresos externos a peajes (B)	3.250.720	3.192.283	- 58.437	-1,8%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.906.920	2.904.283	- 2.637	-0,1%
Ingresos subastas CO2	343.800	288.000	- 55.800	-16,2%
Total ingresos regulados (C) = (A) + (B)	18.211.292	17.384.300	- 826.992	-4,5%
Costes regulados (D)	18.202.873	17.331.897	- 870.976	-4,8%
Costes de acceso	18.975.957	18.462.716	- 513.241	-2,7%
Saldo de pagos por capacidad	- 545.239	- 755.448	- 210.209	38,6%
Otros costes regulados	- 227.845	- 375.371	- 147.526	64,7%
Desajuste de actividades reguladas (C) - (D)	8.419	52.403	43.984	522,4%

Fuentes: CNMC, Orden IET/107/2014 y Memoria que acompañó a la propuestas de Orden.

En el Cuadro 23 se comparan los costes de acceso previstos para el cierre de 2014 y 2015, teniendo en cuenta la última información disponible por la CNMC. En el Anexo IV del informe se detallan las hipótesis de cálculo.

Los costes de acceso previstos para 2015 ascienden a 17.382,7 M€, un 5,8% inferiores (1.080 M€) a los previstos para el cierre del ejercicio 2014. Esta reducción de los costes de acceso se explica, fundamentalmente, por la reducción de las primas del régimen especial (-451,5 M€), la desaparición del coste del servicio de interrumpibilidad por su incorporación en el componente de energía (-550 M€), la reducción del coste de transporte (-65,8 M€) y el desajuste positivo (52,4 M€) que se registraría en el ejercicio 2014 en caso de que se cumplieran las previsiones de ingresos y costes.

Los costes regulados del sistema previstos para 2015 se reducen por encima de los costes de acceso (8,4%), debido al impacto de las reliquidaciones de la producción renovable de los ejercicios 2013 y 2014 en el ejercicio 2015 (-301,7 M€) y la desaparición del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro (-194,9 M€).

Cuadro 23. Comparación de los costes de acceso previstos para el cierre de 2014 y 2015

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Previsión cierre 2014 [1]	Previsión 2015 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Coste Transporte	1.673.890	1.608.035	- 65.855	-3,9%
Coste Distribución	5.043.144	5.031.097	- 12.047	-0,2%
Retribución renovables, cogenación y residuos	7.134.855	6.683.343	- 451.512	-6,3%
Retribución liquidada en 2014	8.282.773			
DT8ª RD 413/2014 por producción 2014	- 1.147.918	-		
Retribución sistemas no peninsulares	884.000	944.500	60.500	6,8%
Servicio de interrupibilidad	550.000	-	- 550.000	-100,0%
Cuotas	85.315	56.559	- 28.756	-33,7%
Tasa CNMC	20.935	20.661	- 274	-1,3%
Moratoria nuclear	64.240	35.760	- 28.480	-44,3%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	140	138	- 2	-1,3%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.922.761	2.942.789	20.028	0,7%
Desajuste de ejercicios anteriores	-	- 52.403	- 52.403	-
Imputación de pérdidas	168.751	168.751	-	0,0%
Costes de acceso (A)	18.462.716	17.382.671	- 1.080.045	-5,8%
Déficit (+) Superavit (-) Pagos por Capacidad (B)	- 755.448	- 949.476	- 194.027	25,7%
Ingresos Pagos por capacidad	1.394.559	1.383.743	- 10.817	-0,8%
Coste Pagos por Capacidad	639.111	434.267	- 204.844	-32,1%
Incentivo a la inversión	263.240	254.572	- 8.668	-3,3%
Incentivo a la disponibilidad	180.971	179.695	- 1.276	-0,7%
Resolución Restricciones por Garantía de Suministro	194.900	-	- 194.900	-100,0%
Otros costes (+) ingresos (-) regulados (C)	- 375.371	- 549.154	- 173.783	46,3%
Liquidaciones definitivas 2008-2011	- 64.531	-	64.531	-100,0%
Liquidación definitiva 2009	- 55.874		55.874	-100,0%
Liquidación definitiva 2010	- 8.657		8.657	-100,0%
Liquidación definitiva 2011				
Impacto RDL 9/2013 sobre RE	- 247.425	- 549.154	- 301.729	121,9%
Reliquidaciones ejercicio 2013	- 247.425	- 212.187	35.238	
Reliquidaciones ejercicio 2014	-	- 336.967	- 336.967	
Incentivo de pérdidas retribución 2014	- 14.181	-	14.181	-
Regularización del término DIF	- 49.234	-	49.234	-
Total costes regulados (D) = (A) + (B) + (C)	17.331.897	15.884.042	- 1.447.855	-8,4%

Fuentes: CNMC, Orden IET/107/2014 y Memoria que acompañó a la propuesta de Orden.

No obstante, como se ha indicado anteriormente, existen elementos de incertidumbre que podrían incidir tanto en el desajuste del ejercicio 2014 como en el escenario de costes del ejercicio 2015:

- 1) El impacto del procedimiento establecido en la Disposición transitoria octava del RD 413/2014 sobre la retribución de la producción renovable, y su reparto entre los ejercicios 2014 y 2015 es incierto, no pudiéndose estimar adecuadamente la proyección de las reliquidaciones, así como el impacto de la parada de instalaciones.
- 2) Análogamente, no se dispone de información que permita valorar el impacto del proyecto de 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, informado por la CNMC.

- 3) De materializarse la liquidación definitiva anual del año 2011 del mecanismo de restricciones por garantía de suministro, el coste de los pagos por capacidad previsto para el cierre de 2014 se reduciría entre 40 y 65 M€.
- 4) Por otra parte, están pendientes las liquidaciones definitivas del mecanismo de restricción por garantía de suministro correspondientes a los ejercicios 2012 y 2013 con impacto en los costes previstos para el ejercicio 2015. Al respecto se indica que las estimaciones preliminares dan lugar a un mayor coste de entre 170 M€ y 230 M€.
- 5) Están pendientes de ejecución diversas sentencias de la Audiencia Nacional en relación con la devolución del importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente correspondientes a los ejercicios 2006 y 2007.
- 6) Se indica que de no materializarse ingreso alguno procedente del canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica los ingresos externos a peajes se reducirían en 318,6 M€, lo que podría producir un el desajuste negativo en el ejercicio 2014.

Finalmente, es importante señalar que a la fecha de elaboración del presente informe está pendiente de publicación diversa normativa con impacto en los costes del sistema, por lo que algunos componentes de costes podrán ser actualizados con posterioridad.

4. Suministro de último recurso

4.1. Información relativa a los consumidores acogidos a PVPC

En el Cuadro 24 se muestra el número de clientes, la potencia facturada y el consumo, de los consumidores acogidos a PVPC (precio voluntario de pequeño consumidor) correspondientes a los años 2013¹⁸, 2014 y 2015.

Dichas previsiones han sido confeccionadas teniendo en cuenta (i) las previsiones de demanda descritas en el epígrafe 3.1 del presente informe para el cierre 2014 y 2015 y (ii) la evolución del porcentaje de consumidores que con derecho a PVPC son abastecidos por CUR de acuerdo con la información declarada por las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes en la base de datos de liquidaciones eléctricas, dado que no se dispone de información para las empresas de menos de 100.000 clientes.

En particular, para estimar el cierre de 2014 y 2015 se analiza la evolución del porcentaje del número de clientes, potencia contratada y consumo registradas en el periodo comprendido entre enero y julio de 2014 respecto del total de consumidores con derecho, y se extrapola la tendencia registrada a la segunda parte del año 2014 y a 2015, todo ello desagregado por subsistema peninsular, balear y canario. Posteriormente, se aplica los porcentajes obtenidos a la

¹⁸ Para el año 2013 se consideraran los consumidores acogidos a tarifa de último recurso.

previsión de demanda para el cierre del ejercicio 2014 y 2015 de cada subsistema.

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

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

Cuadro 24. N° de clientes, potencia facturada y consumo de los consumidores acogidos a PVPC en el territorio nacional.

AÑO 2013			
Tarifa	N° Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	15.909.432	60.465.495	35.179.863
PVPC con DHA	746.491	3.870.857	5.024.217
PVPC con DHS	785	2.622	4.320
TOTAL	16.656.708	64.338.975	40.208.400

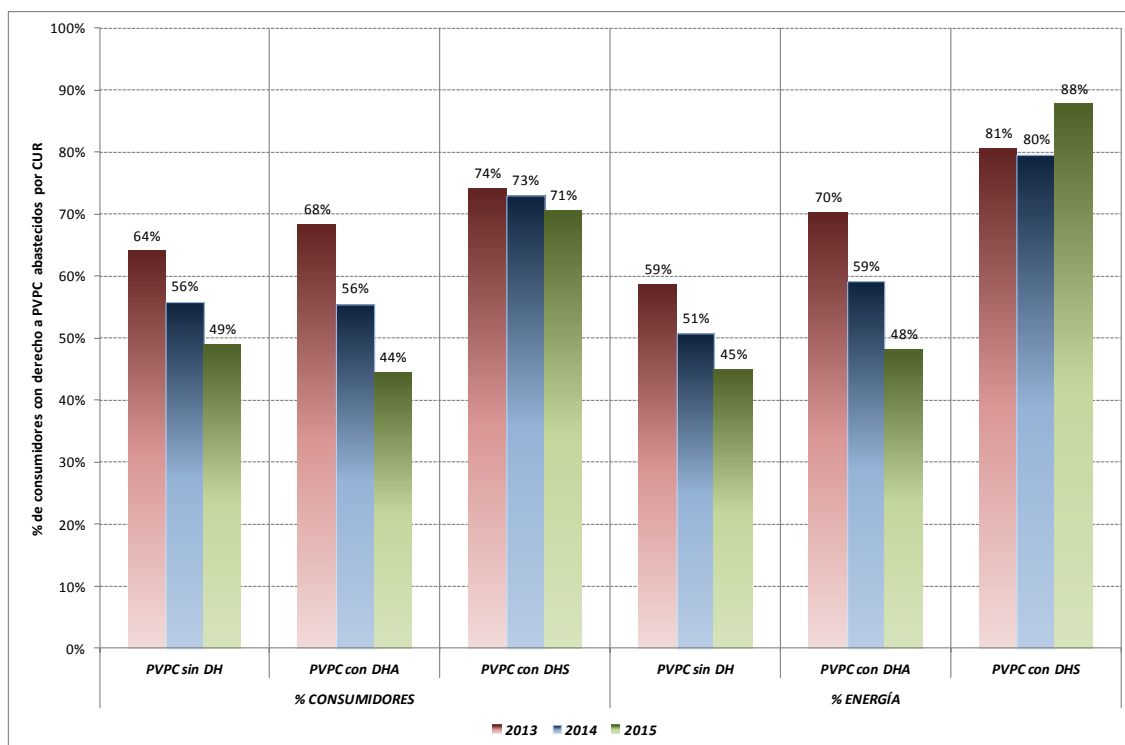
AÑO 2014			
Tarifa	N° Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	14.414.564	55.890.430	29.624.397
PVPC con DHA	670.035	3.730.561	4.318.012
PVPC con DHS	1.656	6.420	9.991
TOTAL	15.086.255	59.627.411	33.952.401

AÑO 2015			
Tarifa	N° Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	12.626.202	48.366.798	25.761.004
PVPC con DHA	569.851	3.272.803	3.580.908
PVPC con DHS	3.863	12.739	26.189
TOTAL	13.199.916	51.652.340	29.368.101

Fuente: Empresas y CNMC

Según dichos supuestos, se estima que en 2015, el 49% de los consumidores con potencia contratada inferior a 10 kW serán suministrados por un CUR, representando su consumo el 45,4% de la energía de consumida por dicho grupo de consumidores. En el Gráfico 6 se muestra la evolución del número de clientes y consumo respecto del total de consumidores con potencia contratada inferior a 10 kW desagregado por PVPC.

Gráfico 6. Porcentaje de consumidores con derecho a PVPC abastecidos por CUR.



Fuente: Empresas y CNMC

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

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

La CNMC solicitó, el pasado mes de julio, información a las empresas eléctricas con objeto de dar cumplimiento a las funciones que esta Comisión tiene establecidas en la normativa vigente en relación con la revisión de los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2015. Entre la información requerida no se solicitó la relativa a los consumidores a los que se aplica el

Bono Social¹⁹, debido a que ésta no es necesaria para la emisión del correspondiente informe sobre la actualización de los peajes de acceso a las redes.

No obstante, con objeto de dar cumplimiento a la solicitud de información requerida por la Dirección General de Política Energética y Minas se ha procedido a estimar el número de clientes, consumo y facturación, a partir de la información que facilitan las empresas comercializadoras en relación con las funciones de liquidación que esta Comisión tiene atribuidas.

En consecuencia, esta Comisión únicamente puede facilitar información agregada sobre el número de consumidores y energía consumida de los consumidores a los que se aplica el Bono Social, dado que no se dispone de información relativa a la tarifa de referencia y la potencia contratada en la información facilitada por las comercializadoras a efectos de la liquidación del Bono Social.

En el Cuadro 25 se muestra información sobre el número de clientes, consumos y facturaciones de los suministros acogidos al Bono Social correspondiente a 2013 y los consumidores acogidos a tarifa de último recurso (a los que se aplica el Bono Social) en el periodo comprendido entre enero y junio de 2014, de acuerdo con la última información disponible remitida por las empresas comercializadoras de último recurso²⁰.

¹⁹ Con la Ley 24/2013 los consumidores acogidos a Bono Social pasan a ser consumidores acogidos a tarifa de último Recurso, a los que se les aplica un descuento del 25% sobre el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor, denominado Bono Social.

²⁰ Durante el proceso de elaboración del presente informe se han detectado diversas erratas en la información remitida de las empresas, tanto en el número de consumidores como en las facturaciones a las tarifas de referencia del Bono Social. A efectos de la previsión para el ejercicio 2014 y 2015, los datos atípicos han sido substituidos por la mejor estimación, teniendo en cuenta el resto de la información remitida por la comercializadora afectada y/o en función de la información remitida por el resto de empresas comercializadoras para el mes afectado.

Cuadro 25. Nº de clientes, consumo y facturación de los consumidores a los que se aplica Bono Social (actualmente acogidos a tarifa de último recurso)

Período	Consumidores acogidos al Bono Social		Facturaciones (Miles de €)			Precio Medio (c€/kWh)		
	Nº Consumidores (1)	Energía (MWh)	Tarifas de referencia del Bono Social	PVPC	Diferencia	Tarifas de referencia del Bono Social	PVPC	Descuento (%)
2013	2.518.754	4.508.275	588.040	778.927	190.887	13,04	17,28	32,5%
Enero - Junio 2014	2.495.625	2.191.008	286.141	371.509	85.368	13,06	16,96	29,8%
Julio 2013 - Junio 2014	2.502.251	4.356.822	571.547	751.195	179.648	13,12	17,24	31,4%

Fuente: CNMC

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

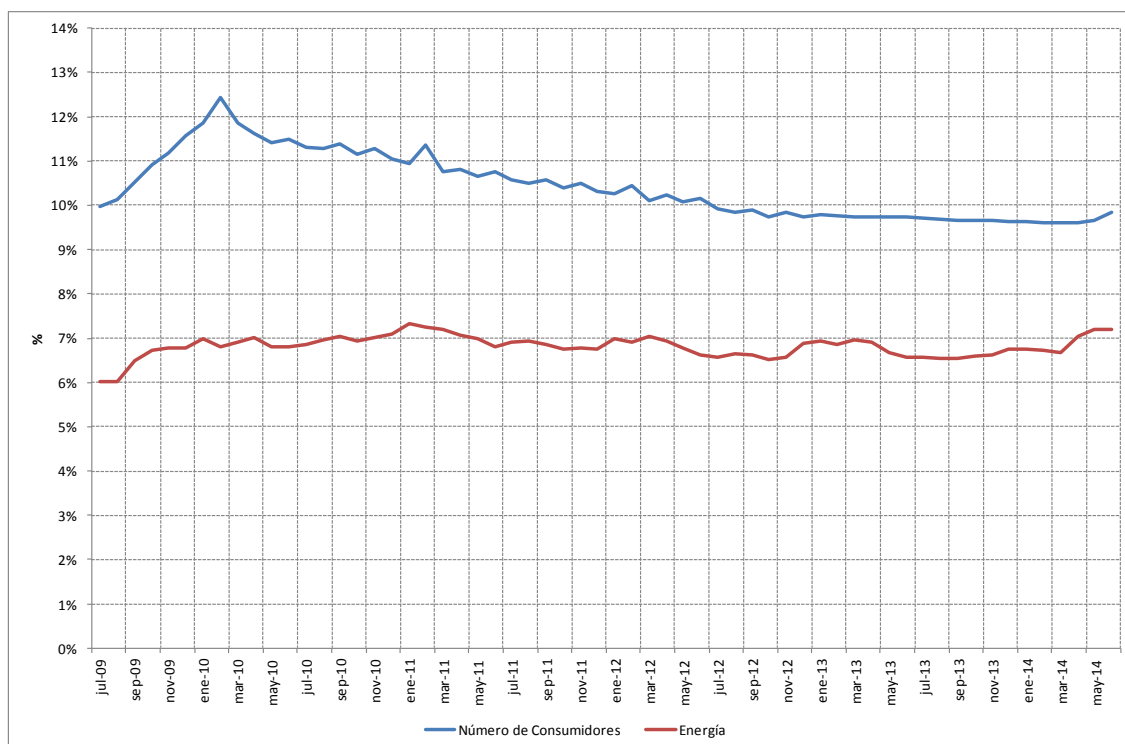
Se observa que, en 2013 el número de consumidores promedio acogido al Bono Social fue de 2.518.754, con una energía asociada de 4.508 GWh y un descuento medio sobre las PVPC de un 32,5%. Entre enero y julio de 2014 el número de consumidores a los que se aplicó bono social ascendió a 2.495.625 un 1% inferior al registrado en 2013, siendo el descuento medio del 29,8% respecto de la facturación de las PVPC.

En 2013, la diferencia entre la facturación de los consumidores acogidos al Bono Social a las tarifas de referencia del Bono Social y la facturación a las PVPC fue aproximadamente 191 M€. En el periodo comprendido, entre enero y junio de 2014, la diferencia entre las Tarifas de Último Recurso y la facturación a las PVPC fue de 85,3 M€.

En julio de 2009, tras la introducción del Bono Social, el 10,0% de los consumidores y el 6,0% de la energía consumida con derecho a TUR estaban acogidos al Bono Social. El número de consumidores acogidos a Bono Social y la energía asociada experimentó un incremento en el periodo comprendido entre julio de 2009 y marzo de 2010, momento en que alcanza su máximo con un 11,9% de consumidores con derecho a TUR acogidos a Bono Social. Desde entonces, el número de consumidores acogidos a Bono Social se ha ido reduciendo hasta alcanzar un mínimo en abril de 2014, momento a partir del cual se observa un leve incremento en el número de consumidores acogidos a Bono Social. En junio de 2014, si bien el número de consumidores se encontraba en niveles inferiores a los registrados en el momento de su introducción (9,8%), su consumo representó el 7,2% de la energía consumida por los consumidores con derecho a PVPC, tal y como se detalla en el Gráfico 7²¹.

²¹ El porcentaje de consumidores y energía con derecho a TUR acogidos al Bono social es aproximado, dado que el denominador sólo incluye información de las distribuidoras de más de 100.000 clientes.

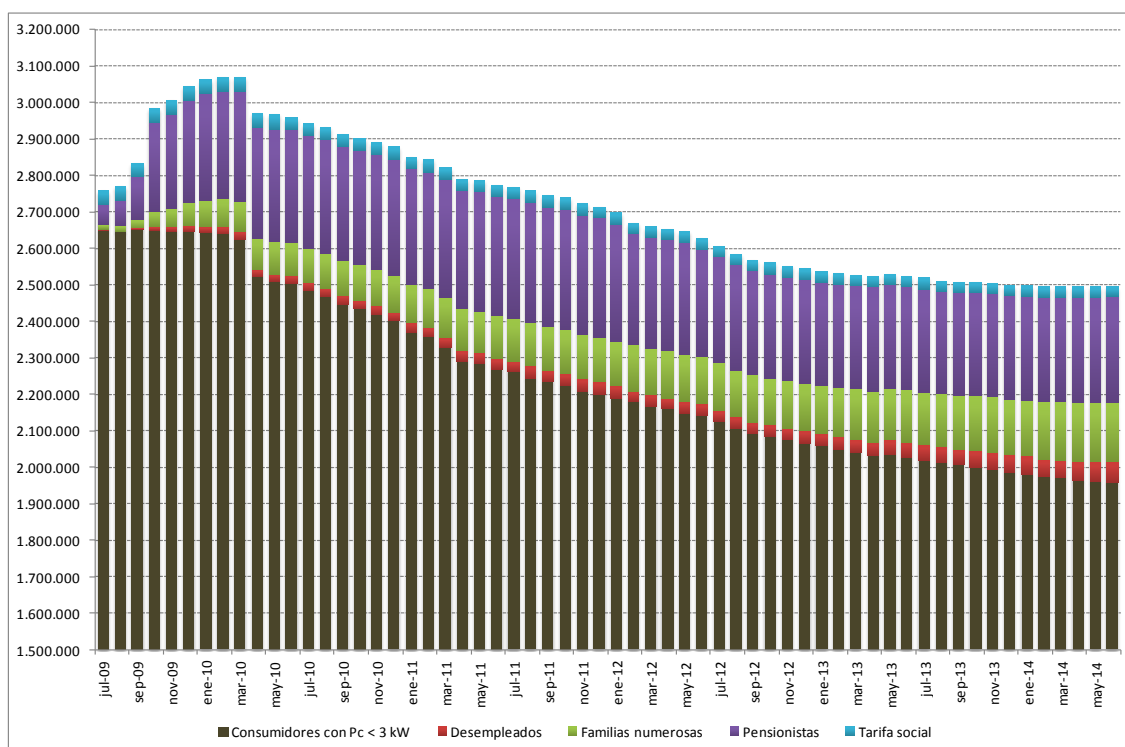
Gráfico 7. Porcentaje de consumidores con derecho a PVPC a los que se aplica Bono Social (actualmente acogidos a tarifa de último recurso)



Fuente: CNMC

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

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



Fuente: CNMC

La previsión del número de consumidores y energía asociada de los suministros a los que se aplica el Bono Social para el cierre de 2014 se ha realizado teniendo en cuenta la evolución registrada en los últimos meses. En particular, el número de consumidores a los que se aplica el Bono Social entre junio y diciembre de 2014 se ha estimado aplicando, por colectivo de consumidores, a la última información disponible (esto es, número de clientes con bono social en junio de 2014) la tasa de variación mensual promedio de los últimos doce meses (julio 2013–junio 2014). La energía consumida mensual para este mismo periodo (julio-diciembre 2014) se ha estimado multiplicando el número de consumidores previsto en cada mes por consumo medio registrado en los mismos meses del año anterior.

Análogamente, en el ejercicio 2015 se ha estimado el número de clientes mensual aplicando, por colectivo de beneficiarios, la tasa de variación registrada en los últimos doce meses (julio 2013-junio 2014), con la excepción del colectivo de desempleados para los que se mantienen las cifras de cierre de 2014, motivado por la previsión de mejora de la economía para el ejercicio 2015. El consumo, para cada tipo de consumidor, se ha estimado como resultado de multiplicar el número de clientes mensual por el consumo medio por cliente registrado en el mismo mes del año anterior.

En el Cuadro 26 se muestra la previsión del número de consumidores y consumo de los suministros a los que se aplica el Bono Social para 2013, 2014 y 2015, resultado de las anteriores consideraciones.

Cuadro 26. Previsión del número de consumidores y energía consumida por los suministros a los que se aplica Bono Social (actualmente acogidos a tarifa de último recurso)

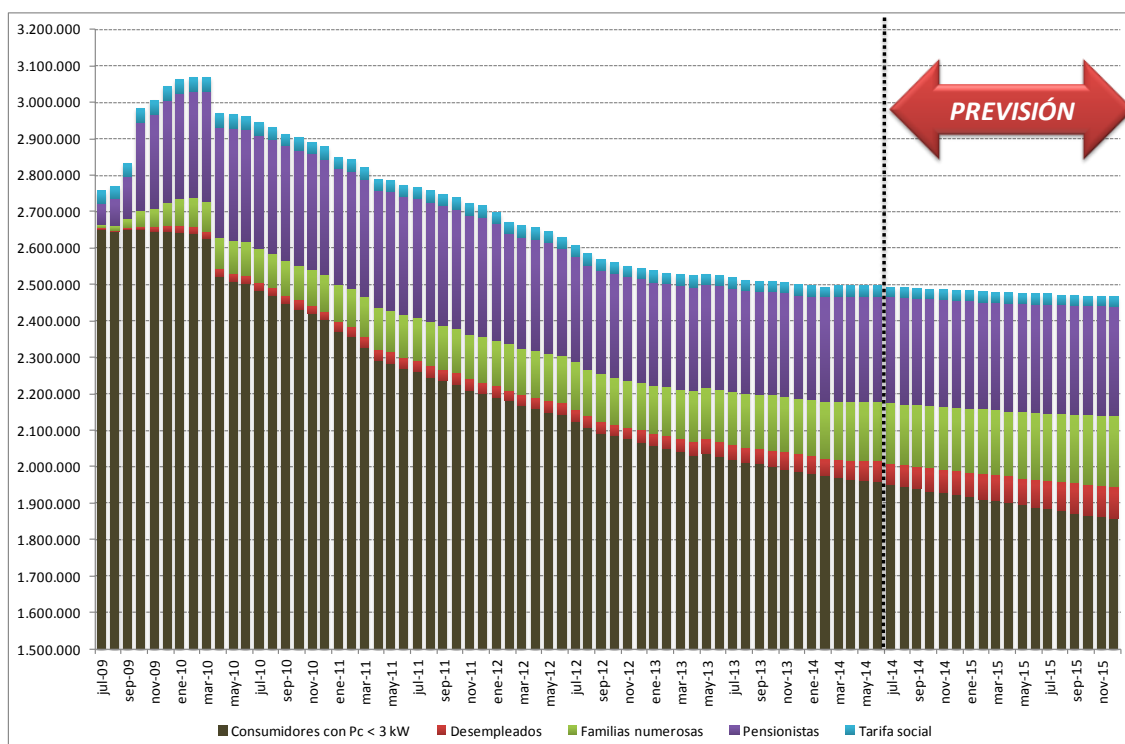
	2013		2014		2015	
	Nº Consumidores (Promedio)	Energía (MWh)	Nº Consumidores (Promedio)	Energía (MWh)	Nº Consumidores (Promedio)	Energía (MWh)
Consumidores con Pc < 3 kW	2.022.005	2.997.252	1.952.637	2.688.609	1.886.603	2.419.078
Desempleados (1)	41.346	120.763	57.288	153.085	57.288	153.085
Familias numerosas	143.169	627.597	165.058	679.178	189.453	733.055
Pensionistas	282.997	715.332	290.040	675.729	297.494	640.332
Tarifa social	29.237	47.330	27.983	41.373	27.026	36.624
Total	2.518.754	4.508.275	2.493.006	4.237.975	2.457.864	3.982.173

Fuente: CNMC

(1) No se toma la previsión calculada para 2015, sino que se mantienen las cifras de 2014, por consistencia con la previsión de PIB para 2015 (entre 1,7% y 2%).

Se estima que en 2014, el promedio de consumidores a los que se aplica el Bono Social será 2.493.006 consumidores un 1% inferior a la registrada en 2013. En 2015, se estima que el número de consumidores acogidos al Bono Social estará alrededor de los 2.457.864. En el Gráfico 9 se muestra la evolución mensual prevista para dicho periodo por tipo de consumidor.

Gráfico 9. Número de consumidores a los que se aplica Bono Social (actualmente acogidos a tarifa de último recurso) en el último día del mes correspondiente



Fuente: CNMC

No es posible aportar la previsión de la diferencia entre la facturación de los consumidores acogidos al Bono Social a las tarifas de referencia del Bono Social y la facturación a las tarifas del PVPC prevista para el año 2014 y 2015, dado que no se dispone de la información necesaria. No obstante, a los efectos oportunos se indica que el coste liquidado del Bono Social durante los últimos 12 meses (septiembre 2013 – agosto 2014) fue de 184 M€ (véase Cuadro 27).

Cuadro 27. Liquidaciones del Bono Social

Liquidación	2013		2014	
	Importe mensual	Liquidación acumulada	Importe mensual	Liquidación acumulada
Liquidación 1	22.075	22.075	19.478	19.478
Liquidación 2	18.942	41.017	36.979	17.501
Liquidación 3	10.710	51.727	54.535	17.556
Liquidación 4	35.344	87.071	70.623	16.088
Liquidación 5	14.351	101.422	88.694	18.072
Liquidación 6	11.966	113.388	102.708	14.014
Liquidación 7	12.860	126.248	111.631	8.922
Liquidación 8	12.264	138.512	121.956	10.325
Liquidación 9	15.275	153.787		
Liquidación 10	15.816	169.603		
Liquidación 11	15.977	185.580		
Liquidación 12	15.316	200.896		

Fuente: CNMC

4.3. Información relativa a los consumidores en régimen transitorio

Los ingresos por la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, previstos para el cierre de 2014 se estiman en 20.939 miles de €, resultado de considerar los ingresos reales incluidos hasta la Liquidación 9/2014 (16.495 miles de €) y una previsión para el resto del año que resulta de mantener la tasa registrada en los últimos doce meses.

Los ingresos por la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 previstos para 2015 se estiman en 12.785 miles de €, como resultado de mantener la tendencia observada en los últimos doce meses.

5. Otra información

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

Como novedad respecto de solicitudes de información de años anteriores, este año la DGPEM solicita en su escrito información sobre el número de consumidores, consumos y potencias contratadas por periodos y facturaciones previstas para el cierre del ejercicio 2014 y 2015 desagregada por Comunidades y Ciudades Autónomas.

En el epígrafe 3.1 y en los Anexos I y II se aporta la información requerida desagregada por subsistema peninsular, balear, canario, ceutí y melillense.

Esta Comisión no dispone de la información necesaria para desagregar las previsiones del subsistema peninsular por Comunidad Autónoma, por lo que, en su defecto, en el Cuadro 28 se aporta la información disponible en la base de datos de liquidaciones relativa al número de clientes, potencia facturada, consumo y facturación desagregada por provincia para los ejercicios 2012 y 2013.

Cuadro 28. Número de consumidores, potencia facturada, Consumo y facturación, desgregado por provincia. Año 2012 y 2013

Comunidad Autónoma	Provincia	2012				2013			
		Nº clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación acceso (miles €)	Nº clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación acceso (miles €)
Andalucía		4.702.032	26.619	34.176	342	4.638.358	27.733	32.601	357
	Almería	423.050	2.360	2.733	11	418.947	2.475	2.686	33
	Cádiz	572.675	3.305	5.163	-	566.182	3.460	4.968	-
	Córdoba	413.279	2.458	2.940	324	408.078	2.557	2.747	317
	Granada	568.477	2.823	3.221	-	561.622	2.960	3.073	-
	Huelva	316.403	1.863	3.497	-	312.166	1.929	3.381	-
	Jaén	412.865	2.195	2.763	7	403.575	2.266	2.537	7
	Málaga	1.041.177	5.848	6.033	-	1.032.701	6.101	5.761	-
	Sevilla	954.106	5.766	7.826	-	935.087	5.986	7.449	-
Aragón		868.938	6.101	9.202	393	861.863	6.377	8.992	1.460
	Huesca	148.958	1.107	2.103	33	148.285	1.159	2.083	205
	Teruel	124.807	682	855	-	123.607	716	824	0
	Zaragoza	595.173	4.312	6.245	360	589.971	4.503	6.084	1.255
Asturias	Asturias	742.429	4.679	9.285	327.193	720.147	4.846	9.452	336.446
Baleares	Baleares	689.249	4.946	5.218	415.146	683.772	5.188	5.064	390.995
Canarias		1.150.657	6.058	8.103	551.714	1.141.148	6.486	7.841	508.403
	Las Palmas	598.704	3.374	4.677	311.689	593.364	3.601	4.549	286.441
	Santa Cruz de Tenerife	551.953	2.685	3.426	240.025	547.784	2.885	3.292	221.962
Cantabria	Cantabria	427.019	2.391	3.723	171.439	423.195	2.679	4.032	182.470
Castilla La Mancha		1.338.284	8.756	10.704	661.718	1.346.883	8.726	10.026	631.822
	Albacete	231.093	1.655	2.027	127.971	230.540	1.590	1.862	120.996
	Ciudad Real	325.275	1.937	2.216	150.427	325.803	2.012	2.168	144.832
	Cuenca	146.440	981	1.101	67.195	147.780	967	930	64.848
	Guadalajara	178.120	1.233	1.826	83.545	180.664	1.236	1.707	80.421
	Toledo	457.356	2.950	3.533	232.580	462.096	2.921	3.359	220.724
Castilla y León		1.566.719	10.539	12.077	734.635	1.590.402	10.497	11.850	710.638
	Ávila	112.812	784	662	51.502	115.347	771	635	49.622
	Burgos	211.294	1.703	2.281	118.535	215.409	1.682	2.301	115.703
	León	319.645	1.910	2.062	134.158	325.186	1.913	1.985	129.289
	Palencia	106.356	708	954	50.454	105.590	708	931	49.706
	Salamanca	206.907	1.451	1.423	100.478	211.482	1.439	1.393	96.669
	Segovia	137.482	744	837	56.201	137.707	770	832	54.344
	Soria	70.673	535	605	25.019	71.317	546	637	24.172
	Valladolid	273.279	1.905	2.511	145.049	278.484	1.875	2.455	139.816
	Zamora	128.271	800	744	53.239	129.880	793	681	51.316
Cataluña		4.259.043	29.613	41.641	1.998	4.197.194	31.124	40.213	2.881
	Barcelona	2.910.598	20.374	28.187	90	2.865.565	21.426	27.263	2.270
	Gerona	513.658	3.351	3.808	-	507.484	3.545	3.691	-
	Lérida	247.560	1.781	2.142	-	244.461	1.863	2.077	-
	Tarragona	587.227	4.107	7.503	1.909	579.684	4.290	7.181	611
Extremadura		544.325	3.339	3.884	125.255	549.386	3.358	3.787	122.087
	Badajoz	348.140	2.095	2.760	37.245	347.061	2.117	2.686	36.515
	Cáceres	196.185	1.244	1.124	88.010	202.325	1.241	1.101	85.572
Galicia		1.714.071	9.492	17.701	740.241	1.721.260	10.088	17.583	726.714
	La Coruña	702.729	4.016	7.495	313.210	707.336	4.244	7.609	306.750
	Lugo	253.870	1.646	5.393	115.402	253.666	1.818	5.189	120.334
	Orense	251.056	1.186	1.243	89.064	251.641	1.235	1.196	85.044
	Pontevedra	506.416	2.644	3.570	222.565	508.617	2.792	3.589	214.586
La Rioja	La Rioja	183.918	1.377	1.510	99.873	187.030	1.356	1.462	96.675
Madrid	Madrid	3.470.471	21.335	27.167	1.790.075	3.505.355	21.444	26.280	1.706.098
Murcia	Murcia	1.006.041	5.438	7.722	460.133	975.252	5.351	7.416	431.477
Navarra	Navarra	344.593	2.748	4.370	217.010	352.306	2.713	4.311	212.055
País Vasco		1.208.273	9.149	15.300	737.854	1.232.068	9.015	15.086	716.434
	Álava	165.655	1.531	2.532	125.884	170.122	1.505	2.444	124.586
	Guluzcoa	399.320	3.224	5.829	260.789	405.881	3.135	5.634	252.866
	Vizcaya	643.298	4.394	6.938	351.181	656.065	4.374	7.008	338.981
Comunidad Valenciana		3.590.162	20.361	23.290	1.600.195	3.526.012	20.003	22.519	1.508.879
	Alicante	1.442.304	7.975	8.049	607.974	1.424.512	7.844	7.655	571.267
	Castellón	424.803	2.847	4.093	227.922	419.604	2.830	4.083	221.339
	Valencia	1.723.055	9.539	11.148	764.299	1.681.896	9.329	10.782	716.274
Total		27.806.223	172.941	235.072	8.635.213	27.651.630	176.983	228.513	8.285.891

Fuente: CNMC

5.2. Regularización del término DIF

De acuerdo a la información declarada por los comercializadores de referencia a la CNMC, relativa al punto 4 de la disposición transitoria tercera del Real Decreto 216/2014 para la regularización mecanismo de cobertura previsto en Real Decreto Ley 17/2013, a octubre de 2014, las comercializadoras de referencia ya habrían efectuado la práctica totalidad (el 99,95%) de las devoluciones a sus consumidores por la energía suministrada durante el primer trimestre de 2014.

El importe devuelto por las comercializadoras de referencia a los consumidores en el sistema peninsular supone el 73% del dinero a regularizar en la liquidación del mecanismo de cobertura previsto en Real Decreto Ley 17/2013. La parte restante deberá considerarse, tal y como dispone la mencionada disposición transitoria, como un ingreso en el sistema de costes regulados de unos 65,43 M€ al finalizar las oportunas liquidaciones.

No obstante, dado que resulta necesario liquidar también la regularización correspondiente a las comercializadores de referencia en los territorios no peninsulares, tal y como prevé la Resolución de 14 de mayo de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se determina el valor del término DIFp a aplicar por los comercializadores de referencia en la facturación del consumo correspondiente al primer trimestre de 2014 a los consumidores a los que hubieran suministrado a los precios voluntarios para el pequeño consumidor, el operador del sistema deberá incluir en las liquidaciones del despacho de energía correspondiente a cada sistema no peninsular las cantidades que correspondan a los comercializadores de referencia que actúen en dichos sistemas por la devolución efectuada a sus consumidores. En consecuencia, teniendo en cuenta que en los sistemas no peninsulares se ha devuelto a los consumidores un total de 16,2 M€, el operador del sistema debería proceder a realizar al comercializador de referencia una liquidación de dicha cantidad.

Por todo ello, considerando ambas regularizaciones, el impacto neto para las liquidaciones del sistema alcanzaría los 49,2 M€ (véase Cuadro 29). No obstante, se ha de señalar que los importes anteriores han de considerarse provisionales en tanto no se disponga de toda la información y se lleven a cabo los análisis correspondientes de la información declarada por las empresas.

Cuadro 29. Información de las devoluciones efectuadas hasta octubre 2014

Comercializadora de referencia	Resultado cobertura financiera (miles €)	Devolución Peninsular (miles €)	% Devuelto	Resto a liquidar (miles €)	Devolución extrapeninsular (miles €)	NETO (miles €)
E.ON COMERCIALIZADORA DE ÚLTIMO RECURSO, S.L.	3.245	- 2.591	80%	654	-	654
ENDESA ENERGÍA XXI, S.L.U	110.219	- 82.937	75%	27.282	- 16.190	11.092
GAS NATURAL S.U.R. SDG, S.A	46.116	- 36.433	79%	9.683	- 1	9.682
HC-NATURGAS COMERCIALIZADORA ÚLTIMO RECURSO, S.A	4.425	- 2.583	58%	1.842	-	1.842
IBERDROLA COMERCIALIZACIÓN DE ÚLTIMO RECURSO, S.A.U.	82.181	- 56.208	68%	25.973	- 9	25.963
Total general	246.185	- 180.752	73%	65.434	- 16.200	49.234

Fuente: CNMC

5.3. Moratoria Nuclear

Se estima en 35.760 miles € el importe necesario para que el Fondo de Titulización de Activos resultantes de la Moratoria Nuclear, pueda atender todos sus compromisos de pago, hasta el 26/10/2015, fecha en la que se

amortizará totalmente el préstamo B (en el Anexo IV del informe se detalla la estimación del importe).

Teniendo en cuenta el desfase entre la recaudación de los ingresos del sistema (mes n) y el cobro de la cuota por el Fondo (el día 10 del mes n+2), debería dimensionarse la cuota para recaudar el importe con cargo a los meses de enero a agosto de 2015. A partir de septiembre de 2015, inclusive, no sería necesario afectar un porcentaje de los ingresos ya que el último pago que recibirá el Fondo será el del 10 de octubre de 2015.

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

En relación con lo anterior, una vez satisfechos los gastos de liquidación del Fondo (que se estiman en un importe máximo de 10.000 €), el saldo sobrante en la cuenta de tesorería del Fondo será transferido por la Sociedad Gestora a la CNMC, y tendrá la consideración de ingreso liquidable del sistema. (Se estima que dicha cifra podría ascender, aproximadamente, a 3 millones €, de cumplirse las hipótesis estimadas por la CNMC).

Lo anterior se entiende sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 32.4 del Real Decreto 2202/1995, que alude a las diferencias que por los gastos de mantenimiento menos las desinversiones puedan quedar a favor de los titulares de los proyectos de construcción, en cuyo caso, la cuota de la moratoria nuclear quedaría afectada a la satisfacción de esas cantidades, más los intereses acumulados hasta entonces y que puedan producirse hasta el día 19 de enero de 2020.

Existirían diferencias a favor de los titulares de los proyectos de construcción si las cantidades que deban ser tenidas en cuenta en virtud de los gastos incurridos como consecuencia de programas de mantenimiento, desmantelamiento y cierre de instalaciones, fueran superiores a las cantidades que deban ser tenidas en cuenta en virtud de las desinversiones originadas por ventas de equipos y las enajenaciones o el inicio de la explotación de los terrenos o emplazamientos. Cabe indicar no obstante que dicha circunstancia nunca se ha producido en la historia de la moratoria nuclear desde el año 1995, habiendo sido la diferencia un ingreso que ha disminuido el importe pendiente de cobro de la moratoria nuclear en cada ejercicio.

Por lo tanto, de mantenerse esta trayectoria, sería necesario establecer un destino para estos ingresos. Podría determinarse su consideración como ingreso liquidable del sistema del ejercicio en curso, hasta el día 19 de enero de 2020.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores se propone incluir en el artículo por el que se establecen las cuotas correspondientes en la Orden de peajes

“Artículo xx. Costes recaudados a través de cuotas con destino específico

1. Las cuotas a aplicar a partir de 1 de enero de 2015 sobre la facturación por peajes de acceso de los consumidores se establecen en los siguientes porcentajes:

<i>– Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (Sector eléctrico)</i>	<i>0,150</i>
<i>– Moratoria nuclear.</i>	<i>x,xxx</i>
<i>– 2ª parte del ciclo de combustible nuclear.</i>	<i>0,001</i>
<i>– Recargo para recuperar el déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005.</i>	<i>x,xxx</i>

2. La cuota correspondiente a la Moratoria nuclear será de aplicación a los consumos facturados hasta el 31 de agosto de 2015. Los saldos de la cuenta en régimen de depósito abierta a estos efectos, una vez liquidado el Fondo de Titulización de Activos, se incorporará como ingresos liquidables del ejercicio en curso”.

5.4. Aplicación de la Circular 3/2014

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico establece en su artículo 16 que los precios de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución se establecerán de acuerdo con la metodología que defina la CNMC, mientras que los cargos para recuperar el resto de los costes se establecerán conforme a la metodología que defina el Gobierno.

El pasado 19 de julio se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Circular 3/2014, de 2 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

No obstante lo anterior, la disposición transitoria decimocuarta de la Ley 24/2013 establece que en tanto el Gobierno no desarrolle la metodología de

cálculo de los cargos, las cantidades que deben satisfacer los consumidores serán fijadas por el Ministro de Industria, Energía y Turismo.

Teniendo en cuenta lo anterior, en tanto no se desarrolle la metodología de cargos, los peajes de transporte y distribución, calculados conforme a la Circular 3/2014, forman parte de los peajes de acceso vigentes. En particular, los peajes de transporte y distribución implícitos en los peajes de acceso vigentes se recogen (término de potencia y término de energía) en los siguientes cuadros:

Peaje de acceso	Peaje de T&D	Término de Potencia (€/kW y año)					
		P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 A	2.0 TD	23,26					
2.0 DHA	2.02 TD	23,26					
2.0 DHS	2.03 TD	23,26					
2.1 A	2.0 TD	23,26					
2.1 DHA	2.02 TD	23,26					
2.1 DHS	2.03 TD	23,26					
3.0 A	3.0 TD	6,81	14,97	1,79			
3.1 A	6.1 TD	19,28	24,72	2,19			
6.1	6.1 TD	14,09	12,94	6,24	6,93	1,41	2,74
6.2	6.2 TD	10,54	8,88	4,48	4,67	1,02	1,52
6.3	6.3 TD	8,96	6,91	4,10	4,42	0,98	1,44
6.4	6.4 TD	8,73	7,08	3,50	4,64	0,96	1,16

Peaje de acceso	Peaje de T&D	Término de energía (€/kWh)					
		P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 A	2.0 TD	0,005451					
2.0 DHA	2.02 TD	0,007043	0,002545				
2.0 DHS	2.03 TD	0,006973	0,004838	0,000639			
2.1 A	2.0 TD	0,005451					
2.1 DHA	2.02 TD	0,007043	0,002545				
2.1 DHS	2.03 TD	0,006973	0,004838	0,000639			
3.0 A	3.0 TD	0,009014	0,007094	0,000645			
3.1 A	6.1 TD	0,006202	0,006736	0,000428			
6.1	6.1 TD	0,016968	0,011297	0,011639	0,007360	0,001029	0,000522
6.2	6.2 TD	0,009527	0,006144	0,007094	0,004324	0,000604	0,000263
6.3	6.3 TD	0,008302	0,005517	0,006534	0,004005	0,000556	0,000239
6.4	6.4 TD	0,007386	0,005053	0,006834	0,004521	0,000586	0,000224

Por otra parte, la metodología establecida en la Circular 3/2014 introduce algunos cambios respecto de la estructura de los peajes de acceso vigentes e incluye asimismo una revisión de los períodos horarios. Dichos cambios, en caso de ser implementados, requerirían de un período transitorio suficiente a

efectos de realizar la reprogramación de los equipos, la adaptación de los sistemas y la adaptación de los contratos de suministro a los períodos horarios definidos en la Circular (los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad propusieron una duración del período transitorio no inferior a seis meses).

El presente documento está firmado electrónicamente por Tomás Suárez-Inclán González, Secretario del Consejo con el Visto Bueno de la Presidenta de la Sala, María Fernández Pérez.

ANEXO I: ESCENARIO DE DEMANDA EN CONSUMO DESAGREGADAS POR SUBSISTEMA PARA EL CIERRE DE 2014 Y 2015

NACIONAL
PREVISIÓN CIERRE 2014

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
TARIFAS DE BAJA TENSION		28.680.936	146.418.530	23.652.116	23.069.438					109.330.496	74.769.924	26.263.341	8.297.231		
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	25.820.265	105.989.210							58.402.161	58.402.161				
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	1.206.416	6.783.060							7.297.779	2.344.076	4.953.703			
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	2.269	9.058							12.555	4.661	3.794	4.100		
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	711.073	8.727.695							5.981.372	5.981.372				
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	177.283	2.167.777							2.982.153	999.226	1.982.926			
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	305	3.776							3.983	1.268	1.203	1.512		
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	763.325	22.737.954	23.652.116	23.069.438					34.650.494	7.037.161	19.321.714	8.291.618		
TARIFAS DE ALTA TENSION		108.497	28.923.906	30.493.758	31.354.572	24.095.660	24.278.858	29.780.550	123.199.205	11.714.190	17.782.443	11.686.476	9.008.861	13.340.805	59.666.430
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	85.758	6.418.140	7.077.253	7.552.954					16.031.674	3.272.382	6.490.534	6.268.758		
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	20.145	14.148.079	14.425.422	14.591.082	14.684.631	14.795.003	18.550.588	56.771.941	5.112.805	6.493.500	3.251.865	5.280.608	7.665.101	28.968.062
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.603	3.135.868	3.266.359	3.311.020	3.339.276	3.351.731	4.148.087	16.685.599	1.257.719	1.733.407	802.100	1.338.580	1.986.637	9.567.157
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	421	1.493.579	1.733.777	1.744.903	1.795.928	1.835.380	2.122.121	9.592.735	580.042	867.499	426.247	734.667	1.122.317	5.861.962
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	569	3.728.242	3.990.948	4.154.613	4.275.825	4.296.744	4.803.754	23.756.345	1.491.242	2.197.503	937.505	1.655.006	2.566.750	14.908.339
299	Peaje Trasvase Tajo Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	360.910	0	0	0	0	0	360.910
TOTAL BT + AT		28.789.433	175.342.437	54.145.873	54.424.010	24.095.660	24.278.858	29.780.550	232.529.701	86.484.115	44.045.784	19.983.707	9.008.861	13.340.805	59.666.430

PREVISIÓN 2015

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
TARIFAS DE BAJA TENSION		28.741.365	144.977.572	22.616.076	22.060.693					107.916.180	73.536.201	26.147.472	8.232.508		
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	25.814.841	105.370.858							57.323.293	57.323.293				
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	1.282.048	7.111.988							7.432.488	2.387.465	5.045.023			
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	5.471	16.846							29.851	11.048	9.007	9.796		
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	706.594	8.609.382							5.860.304	5.860.304				
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	175.973	2.117.226							2.918.212	977.816	1.940.396			
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	825	9.836							8.816	2.830	2.674	3.313		
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	755.613	21.741.436	22.616.076	22.060.693					34.343.216	6.973.446	19.150.371	8.219.399		
TARIFAS DE ALTA TENSION		109.246	28.214.317	29.755.880	30.600.016	23.503.440	23.682.533	29.072.524	126.003.664	11.994.583	18.211.372	11.977.181	9.214.725	13.642.351	60.963.453
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	86.218	6.269.909	6.916.223	7.384.806					16.456.542	3.359.009	6.662.615	6.434.919		
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	20.413	13.650.798	13.919.857	14.078.974	14.169.031	14.275.482	17.933.683	58.278.677	5.248.058	6.666.279	3.338.578	5.421.398	7.867.512	29.736.851
406	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	16.989.388	1.280.930	1.765.221	816.597	1.362.792	2.022.716	9.741.132
407	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	9.770.494	590.791	883.575	434.146	748.281	1.143.114	5.970.588
408	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	24.147.472	1.515.794	2.233.683	952.941	1.682.254	2.609.009	15.153.792
299	Peaje Trasvase Tajo Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	361.091	0	0	0	0	0	361.091
TOTAL BT + AT		28.850.611	173.191.889	52.371.956	52.660.709	23.503.440	23.682.533	29.072.524	233.919.844	85.530.783	44.358.843	20.209.689	9.214.725	13.642.351	60.963.453

INF/DE/0139/14 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

PENINSULAR
PREVISIÓN CIERRE 2014

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)							
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
TARIFAS DE BAJA TENSION			26.753.129	135.620.982	21.767.367	21.256.373			100.503.637	68.714.265	24.281.121	7.508.250				
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	24.040.221	97.969.194					53.662.768	53.662.768							
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	1.182.864	6.649.751					7.104.219	2.278.277	4.825.942						
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	2.165	8.513					12.173	4.478	3.662	4.032					
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	650.494	7.988.547					5.396.088	5.396.088							
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	171.741	2.096.235					2.857.232	957.273	1.899.959						
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	277	3.478					3.796	1.181	1.134	1.481					
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	705.368	20.905.264	21.767.367	21.256.373			31.467.362	6.414.201	17.550.424	7.502.737					
TARIFAS DE ALTA TENSION			105.237	27.769.718	29.318.638	30.169.626	23.255.757	23.438.360	28.831.243	118.686.550	11.241.189	16.934.897	11.008.806	8.649.732	12.952.561	57.899.364
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	83.610	6.085.548	6.732.133	7.206.013			14.891.331	3.048.095	6.029.683	5.813.553					
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	19.045	13.386.425	13.655.364	13.815.020	13.906.671	14.016.447	17.683.558	53.646.919	4.877.561	6.128.669	3.043.298	4.944.310	7.307.249	27.345.832	
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.591	3.075.925	3.206.416	3.249.078	3.277.333	3.289.788	4.065.809	16.438.309	1.244.249	1.711.543	788.202	1.315.749	1.956.245	9.422.321	
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	421	1.493.579	1.733.777	1.744.903	1.795.928	1.835.380	2.122.121	9.592.735	580.042	867.499	426.247	734.667	1.122.317	5.861.962	
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	569	3.728.242	3.990.948	4.154.613	4.275.825	4.296.744	4.803.754	23.756.345	1.491.242	2.197.503	937.505	1.655.006	2.566.750	14.908.339	
299	Peaje Trasvase Tajo Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	360.910	0	0	0	0	0	360.910	
TOTAL BT + AT			26.858.366	163.390.699	51.086.005	51.426.000	23.255.757	23.438.360	28.831.243	219.190.186	79.955.455	41.216.018	18.517.056	8.649.732	12.952.561	57.899.364

PREVISIÓN 2015

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)							
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
TARIFAS DE BAJA TENSION			26.798.137	134.141.255	20.764.715	20.280.129			98.780.335	67.279.464	24.088.398	7.412.473				
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	24.026.809	97.323.631					52.430.244	52.430.244							
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	1.252.114	6.942.964					7.229.863	2.318.570	4.911.293						
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	5.305	16.045					29.251	10.761	8.801	9.689					
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	645.872	7.871.963					5.255.822	5.255.822							
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	169.856	2.036.549					2.792.249	935.501	1.856.748						
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	721	8.568					8.237	2.564	2.461	3.213					
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	697.459	19.941.536	20.764.715	20.280.129			31.034.669	6.326.002	17.309.096	7.399.571					
TARIFAS DE ALTA TENSION			105.965	27.107.165	28.628.799	29.463.408	22.695.544	22.874.063	28.159.047	121.336.464	11.504.744	17.333.675	11.275.970	8.843.081	13.241.202	59.137.792
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	84.081	5.953.024	6.587.439	7.054.297			15.276.539	3.126.943	6.185.659	5.963.938					
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	19.282	12.920.407	13.181.437	13.334.752	13.423.011	13.528.888	17.102.402	55.029.920	5.003.303	6.286.664	3.121.753	5.071.773	7.495.628	28.050.799	
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.598	3.042.009	3.170.325	3.212.605	3.240.517	3.252.918	4.022.783	16.750.948	1.267.913	1.744.095	803.193	1.340.773	1.993.451	9.601.524	
407	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	9.770.494	590.791	883.575	434.146	748.281	1.143.114	5.970.588	
408	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	24.147.472	1.515.794	2.233.683	952.941	1.682.254	2.609.009	15.153.792	
299	Peaje Trasvase Tajo Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	361.091	0	0	0	0	0	361.091	
TOTAL BT + AT			26.904.102	161.248.420	49.393.514	49.743.537	22.695.544	22.874.063	28.159.047	220.116.799	78.784.208	41.422.073	18.688.444	8.843.081	13.241.202	59.137.792

INF/DE/0139/14 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

BALEARES
PREVISIÓN CIERRE 2014

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
TARIFAS DE BAJA TENSION		697.234	4.644.591	953.994	926.138				3.761.291	2.470.590	929.680	361.021			
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	618.340	3.240.706						1.892.356	1.892.356					
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	15.997	92.492						96.195	36.898	59.297				
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	57	316						253	120	88	46			
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	27.591	341.878						239.786	239.786					
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	3.067	38.416						49.870	18.528	31.343				
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	11	123						132	62	48	21			
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	32.171	930.660	953.994	926.138				1.482.698	282.840	838.904	360.954			
TARIFAS DE ALTA TENSION		1.109	399.647	406.503	410.510	282.439	282.602	327.368	1.287.960	160.453	296.301	206.764	90.697	82.246	451.499
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	731	124.219	127.827	129.288				398.969	77.666	168.538	152.764			
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	373	247.767	251.015	251.561	252.778	252.941	284.807	806.465	76.705	118.048	49.162	82.804	74.207	405.539
406	6.2 (36 kV a 72.5 kV)	5	27.661	27.661	29.661	29.661	29.661	42.561	82.526	6.082	9.715	4.837	7.893	8.039	45.960
407	6.3 (72.5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Peaje Traspase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		698.343	5.044.238	1.360.496	1.336.648	282.439	282.602	327.368	5.049.251	2.631.043	1.225.981	567.785	90.697	82.246	451.499

PREVISIÓN 2015

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
TARIFAS DE BAJA TENSION		703.737	4.663.298	937.690	910.310				3.918.060	2.569.211	971.243	377.606			
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	619.902	3.245.224						1.966.602	1.966.602					
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	20.073	117.045						100.489	38.545	61.944				
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	86	456						382	181	132	69			
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	27.726	341.619						249.180	249.180					
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	3.456	43.892						50.480	18.754	31.726				
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	27	305						332	157	121	54			
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	32.468	914.756	937.690	910.310				1.550.595	295.792	877.320	377.483			
TARIFAS DE ALTA TENSION		1.132	382.098	388.677	392.629	267.052	267.204	309.979	1.342.100	167.329	308.954	215.518	94.531	85.660	470.108
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	740	121.751	125.287	126.718				415.894	80.961	175.688	159.245			
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	387	232.685	235.729	236.250	237.391	237.543	267.418	845.620	80.429	123.780	51.549	86.824	77.810	425.228
406	6.2 (36 kV a 72.5 kV)	5	27.661	27.661	29.661	29.661	29.661	42.561	80.586	5.939	9.486	4.723	7.708	7.850	44.880
407	6.3 (72.5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Peaje Traspase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		704.869	5.045.396	1.326.367	1.302.939	267.052	267.204	309.979	5.260.160	2.736.540	1.280.197	593.124	94.531	85.660	470.108

INF/DE/0139/14 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

CANARIAS
PREVISIÓN CIERRE 2014

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
TARIFAS DE BAJA TENSION		1.168.933	5.810.565	856.160	816.956				4.798.891	3.412.118	989.523	397.249			
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	1.104.923	4.534.777						2.709.958	2.709.958					
417	2.0 DH A (Pc ≤ 10 kWh)	7.491	40.461						96.867	28.732	68.135				
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	47	230						128	62	44	22			
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	30.931	370.884						331.761	331.761					
419	2.1 DH A (10< Pc ≤ 15 kWh)	2.436	32.603						73.664	23.008	50.656				
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	17	176						55	24	20	10			
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	23.088	831.435	856.160	816.956				1.586.457	318.572	870.668	397.217			
TARIFAS DE ALTA TENSION		2.041	718.415	731.752	738.252	533.431	533.763	595.860	3.089.837	299.217	529.244	453.546	257.677	293.904	1.256.249
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	1.330	196.279	204.460	205.569				713.003	140.671	280.741	291.592			
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	704	489.854	495.010	500.401	501.149	501.481	556.144	2.212.070	151.158	236.354	152.894	242.739	271.551	1.157.373
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	7	32.282	32.282	32.282	32.282	32.282	39.716	164.764	7.388	12.149	9.061	14.938	22.353	98.876
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Peaje Trasvase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		1.170.974	6.528.980	1.587.912	1.555.208	533.431	533.763	595.860	7.888.728	3.711.335	1.518.767	850.795	257.677	293.904	1.256.249

PREVISIÓN 2015

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
TARIFAS DE BAJA TENSION		1.177.411	5.828.348	838.159	799.779				4.947.331	3.512.040	1.023.939	411.352			
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	1.110.990	4.556.381						2.787.498	2.787.498					
417	2.0 DH A (Pc ≤ 10 kWh)	9.763	51.414						101.444	30.090	71.354				
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	80	345						218	106	75	38			
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	30.902	369.050						341.254	341.254					
419	2.1 DH A (10< Pc ≤ 15 kWh)	2.623	36.241						74.093	23.142	50.951				
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	78	963						248	110	92	46			
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	22.976	813.953	838.159	799.779				1.642.577	329.841	901.467	411.268			
TARIFAS DE ALTA TENSION		2.039	689.122	701.741	707.990	516.930	517.251	577.540	3.193.747	309.415	547.106	468.561	266.714	303.776	1.298.175
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	1.310	183.117	190.749	191.784				735.765	145.162	289.703	300.900			
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	722	473.790	478.776	483.990	484.714	485.036	537.905	2.300.128	157.176	245.763	158.980	252.402	282.361	1.203.446
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	7	32.215	32.215	32.215	32.215	32.215	39.634	157.854	7.078	11.640	8.681	14.311	21.415	94.729
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Peaje Trasvase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		1.179.450	6.517.469	1.539.899	1.507.769	516.930	517.251	577.540	8.141.078	3.821.455	1.571.045	879.913	266.714	303.776	1.298.175

INF/DE/0139/14 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

CEUTA
PREVISIÓN CIERRE 2014

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
TARIFAS DE BAJA TENSION		30.041	163.148	40.133	37.337				129.187	80.037	34.760	14.390			
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	27.949	117.053						64.432	64.432					
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	9	62						191	23	168				
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0	0						0	0	0	0			
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	676	8.461						4.714	4.714					
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	6	77						241	57	184				
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0	0						0	0	0	0			
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	1.401	37.495	40.133	37.337				59.609	10.811	34.408	14.390			
TARIFAS DE ALTA TENSION		48	17.170	17.795	17.277	12.133	12.133	12.428	65.568	5.789	10.904	7.609	5.554	5.723	29.989
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	37	5.037	5.662	5.144				11.862	2.373	5.222	4.267			
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	11	12.133	12.133	12.133	12.133	12.133	12.428	53.706	3.416	5.682	3.342	5.554	5.723	29.989
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Peaje Trasvase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		30.089	180.318	57.928	54.614	12.133	12.133	12.428	194.755	85.826	45.664	21.999	5.554	5.723	29.989

PREVISIÓN 2015

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
TARIFAS DE BAJA TENSION		30.041	161.517	39.732	36.964				131.125	81.237	35.282	14.606			
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	27.949	115.882						65.398	65.398					
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	9	61						194	23	171				
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0	0						0	0	0	0			
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	676	8.376						4.785	4.785					
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	6	77						244	58	186				
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0	0						0	0	0	0			
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	1.401	37.121	39.732	36.964				60.504	10.973	34.925	14.606			
TARIFAS DE ALTA TENSION		48	16.976	17.592	17.082	12.015	12.015	12.306	62.885	5.626	10.640	7.460	5.270	5.431	28.458
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	37	4.961	5.577	5.067				11.921	2.385	5.248	4.288			
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	11	12.015	12.015	12.015	12.015	12.015	12.306	50.964	3.242	5.392	3.171	5.270	5.431	28.458
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Peaje Trasvase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		30.089	178.492	57.324	54.046	12.015	12.015	12.306	194.010	86.864	45.921	22.066	5.270	5.431	28.458

INF/DE/0139/14 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

MELILLA
PREVISIÓN CIERRE 2014

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
TARIFAS DE BAJA TENSION		31.598	179.244	34.462	32.634					137.491	92.914	28.257	16.320		
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	28.832	127.481							72.647	72.647				
417	2.0 DH A (Pc ≤ 10 kWh)	55	295							307	146	161			
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0	0							0	0	0	0		
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	1.381	17.924							9.022	9.022				
419	2.1 DH A (10< Pc ≤ 15 kWh)	33	445							1.146	361	785			
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0	0							0	0	0	0		
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	1.297	33.099	34.462	32.634					54.369	10.738	27.311	16.320		
TARIFAS DE ALTA TENSION		62	18.957	19.070	18.906	11.900	12.000	13.651	69.290	7.542	11.096	9.751	5.201	6.371	29.329
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	50	7.057	7.170	6.939				16.509	3.577	6.350	6.582			
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	12	11.900	11.900	11.967	11.900	12.000	13.651	52.781	3.965	4.746	3.169	5.201	6.371	29.329
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Peaje Tránsito Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		31.660	198.201	53.532	51.540	11.900	12.000	13.651	206.781	100.456	39.353	26.071	5.201	6.371	29.329

PREVISIÓN 2015

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
TARIFAS DE BAJA TENSION		32.040	183.155	35.781	33.512					139.329	94.249	28.609	16.471		
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	29.191	129.741							73.551	73.551				
417	2.0 DH A (Pc ≤ 10 kWh)	89	503							498	237	261			
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0	0							0	0	0	0		
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	1.418	18.374							9.263	9.263				
419	2.1 DH A (10< Pc ≤ 15 kWh)	33	467							1.146	361	785			
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0	0							0	0	0	0		
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	1.309	34.070	35.781	33.512					54.871	10.837	27.563	16.471		
TARIFAS DE ALTA TENSION		62	18.957	19.070	18.906	11.900	12.000	13.651	68.468	7.468	10.997	9.673	5.128	6.282	28.920
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	50	7.057	7.170	6.939				16.423	3.558	6.317	6.548			
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	12	11.900	11.900	11.967	11.900	12.000	13.651	52.045	3.910	4.680	3.125	5.128	6.282	28.920
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Peaje Tránsito Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		32.102	202.112	54.852	52.419	11.900	12.000	13.651	207.797	101.717	39.606	26.143	5.128	6.282	28.920

INF/DE/0139/14 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

ANEXO II: INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2014 Y 2015 DESGLOSADOS ENTRE EL SISTEMA PENINSULAR Y LOS SUBSISTEMAS INSULARES Y PENINSULARES

Cuadro II.1 Ingresos de acceso previstos para el cierre de 2014 a los precios de la Orden IET/1491/2013 y la Orden IET/107/2014. Desglose por subsistema

	Consumo (GWh)	INGRESOS DE ACCESO					
		PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	TOTAL
BT	109.330	9.436.992	338.316	420.986	11.746	12.759	10.220.799
Pc ≤ 10 kW	65.712	6.483.116	212.275	294.987	7.281	8.057	7.005.715
2.0 A	58.402	6.078.551	206.326	291.491	7.277	8.036	6.591.680
2.0 DHA	7.298	403.949	5.930	3.483	4	21	413.387
2.0 DHS	13	616	20	13	0	0	649
10< Pc ≤ 15 kW	8.968	852.684	32.397	39.312	655	1.367	926.414
2.1 A	5.981	663.106	28.889	35.469	645	1.310	729.418
2.1 DHA	2.982	189.306	3.497	3.833	10	57	196.703
2.1 DHS	4	272	11	10	0	0	293
Pc > 15 kW	34.650	2.101.192	93.644	86.687	3.811	3.336	2.288.670
3.0 A	34.650	2.101.192	93.644	86.687	3.811	3.336	2.288.670
MT	72.804	2.725.201	51.245	97.544	2.345	2.563	2.878.898
3.1 A	16.032	830.160	17.513	28.604	680	919	877.875
6.1	56.772	1.895.041	33.732	68.940	1.665	1.644	2.001.023
AT	50.035	590.677	2.130	2.527	0	0	595.334
6.2	16.686	261.733	2.130	2.527	0	0	266.390
6.3	9.593	120.782	0	0	0	0	120.782
6.4	23.756	207.439	0	0	0	0	207.439
TTS	361	723	0	0	0	0	723
Total	232.169	12.752.870	391.690	521.057	14.091	15.323	13.695.031

Fuente: CNMC

Cuadro II.2 Ingresos de acceso previstos para el cierre de 2015 a los precios de la Orden IET/107/2014. Desglose por subsistema

	Consumo (GWh)	INGRESOS DE ACCESO					
		PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	TOTAL
BT	107.916	9.288.651	343.671	426.212	11.747	13.049	10.083.330
Pc ≤ 10 kW	64.786	6.430.974	217.052	300.065	7.292	8.208	6.963.592
2.0 A	57.323	6.010.871	210.043	296.065	7.288	8.174	6.532.441
2.0 DHA	7.432	418.792	6.980	3.980	4	34	429.791
2.0 DHS	30	1.312	29	20	0	0	1.361
10< Pc ≤ 15 kW	8.787	836.745	33.272	40.038	657	1.406	912.117
2.1 A	5.860	651.341	29.476	35.977	647	1.348	718.789
2.1 DHA	2.918	184.766	3.768	4.009	10	58	192.611
2.1 DHS	9	637	28	53	0	0	718
Pc > 15 kW	34.343	2.020.932	93.347	86.108	3.798	3.435	2.207.620
3.0 A	34.343	2.020.932	93.347	86.108	3.798	3.435	2.207.620
MT	74.735	2.679.280	49.940	95.447	2.312	2.563	2.829.541
3.1 A	16.457	821.935	17.481	27.525	674	920	868.535
6.1	58.279	1.857.345	32.459	67.922	1.637	1.643	1.961.006
AT	50.907	591.135	2.127	2.507	0	0	595.769
6.2	16.989	261.356	2.127	2.507	0	0	265.989
6.3	9.770	121.331	0	0	0	0	121.331
6.4	24.147	207.724	0	0	0	0	207.724
TTS	361	725	0	0	0	0	725
Total	233.559	12.559.065	395.737	524.166	14.059	15.612	13.508.640

Fuente: CNMC

ANEXO III. PREVISIÓN DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY 15/2012 Y LAS SUBASTAS DE LOS DERECHOS DE CO2 PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2014 Y 2015

ANEXO III. PREVISIÓN DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY 15/2012 Y LAS SUBASTAS DE LOS DERECHOS DE CO2 PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2014 Y 2015

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 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.

En la citada Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, se regulan tres nuevos impuestos: el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, un impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radioactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica y un impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radioactivos en instalaciones centralizadas.

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

En relación al impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, la recaudación estimada asciende a 1.540.913 y 1.649.470 miles de € en 2014 y 2015, respectivamente. El importe para 2014 se ha calculado aplicando el tipo establecido del 7 por ciento sobre los ingresos derivados de la producción de energía eléctrica del último año móvil (octubre 2013 – septiembre 2014) en el sistema peninsular, y la previsión de los ingresos de generación para 2014 en los sistemas no peninsulares, además de la previsión de la prima equivalente de Renovables, Cogeneración y Residuos. Para 2015, se consideran las previsiones de la prima equivalente de Renovables, Cogeneración y Residuos y de los ingresos de generación en los sistemas no peninsulares para dicho año. Para el cálculo de los ingresos derivados de la producción en el sistema peninsular, se ha considerado una producción para 2015 equivalente a la de 2014, pero considerando la producción hidráulica media y un aumento de la producción con carbón que recoja la reducción de la producción hidráulica y el incremento previsto en la demanda. No se hace distinción entre carbón nacional y carbón de importación al concluir el mecanismo de restricciones por garantía de suministro en 2014.

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

Año	Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (miles €)
2014	1.540.913
2015	1.649.470

Fuente: CNMC y OS

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

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

No obstante, lo anterior teniendo en cuenta la naturaleza del impuesto, se espera cierta estabilidad en el importe, por lo que para el cierre del ejercicio 2014 y 2015 se estima un importe equivalente al impuesto liquidado en el periodo comprendido entre octubre de 2013 y septiembre de 2014 (250.282 miles de euros).

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

Año	Impuesto sobre la producción y almacenamiento de de residuos nucleares (miles €)
2014	250.282
2015	250.282

Fuente: CNMC y OS

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

Análogamente al impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos, esta Comisión no dispone de la información necesaria para poder realizar una estimación de los ingresos procedentes del impuesto sobre el almacenamiento del combustible nuclear *gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas*, por lo que, teniendo en cuenta la

naturaleza del impuesto, para el cierre del ejercicio 2014 y 2015 se estima un importe equivalente al impuesto liquidado en el periodo comprendido entre octubre de 2013 y septiembre de 2014 (6.402 miles de euros).

Cuadro III.3. Previsión Ingresos procedentes del impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos

Año	Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas (miles €)
2013	6.402
2014	6.402

Fuente: CNMC y OS

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

Por otra parte, en la mencionada Ley 15/2012 se crea un canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica. Para 2014 se estima una recaudación de 318.616 miles de euros, suponiendo en 2014 la producción hidráulica del último año móvil (octubre 2013–septiembre 2014). Para 2015 se considera la previsión del Operador del Sistema (2014 ha sido un año con una elevada hidraulicidad), con lo que se estiman unos ingresos de 318.652 miles de euros (a pesar de la menor producción, los ingresos se mantienen debido al incremento previsto de los ingresos medios de generación).

Cuadro III.4. Previsión del canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica

Año	Canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica (miles €)
2014	318.616
2015	318.652

Fuente: CNMC y OS

Ingresos procedentes de los impuestos especiales

La Ley 15/2012 también modifica los tipos impositivos de los impuestos especiales. Las estimaciones recogen unos valores de 788.070 y 811.963 miles de euros, para 2014 y 2015, respectivamente. La estimación de los ingresos para 2014 se ha realizado sobre la producción del último año móvil (octubre 2013 – septiembre 2014). Para 2015 se considera una mayor producción de las centrales de carbón, como consecuencia de la previsión de una menor producción hidráulica. En ambos casos, se ha incluido la previsión de impuestos sobre los combustibles utilizados en la generación eléctrica en los sistemas no peninsulares y sobre el consumo de gas natural, tanto para uso industrial (excluyendo generación eléctrica) como para uso doméstico. Se ha considerado que las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de residuos consumen un 91% de gas natural, un 8% de fuel y un 1% de gasoil.

Cuadro III.5. Previsión de los impuestos especiales

Año	Impuestos especiales sobre los hidrocarburos (miles €)	Impuesto especial sobre el carbón (miles €)
2014	498.182	289.888
2015	500.922	311.040

Fuente: CNMC y OS

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

Por otra parte, 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. En este sentido, para 2014, se estiman unos ingresos de 288.000 miles de euros considerando un volumen de 55 millones de toneladas de CO₂ y un precio de 5,82 €/tCO₂ (según datos aportados por el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente). Para 2015 se estiman unos ingresos por este concepto de 345.681 miles de €. Para ello se ha considerado un volumen de 62 millones de toneladas de CO₂ y un precio de 6,20 €/tCO₂, que se ha obtenido tomando la media de los valores del futuro de diciembre de 2015, el de mayor liquidez, en el periodo del 1 al 30 de octubre de 2014 (Fuente: Quandl).

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

Año	Ingresos por las subasta de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (Miles €)
2014	288.000
2015	345.681

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

Previsión de ingresos procedentes de la ley 15/2012 y las subastas de los derechos de CO₂ para el cierre del ejercicio 2014 y 2015

De acuerdo con todo lo anterior, los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012, ascenderían a unos 3.300 miles de € anuales, tal y como resume en el Cuadro III.7. En el Cuadro III.8 y Cuadro III.9 se presenta con mayor detalle.

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

Ingresos totales estimados (Miles €)	2014	2015
Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica	1.540.913	1.649.470
Impuesto sobre la producción y almacenamiento de residuos nucleares	256.684	256.684
Canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica	318.616	318.652
Impuestos especiales sobre los hidrocarburos	289.888	311.040
Impuesto especial sobre el carbón	498.182	500.922
Ingresos por las subasta de derechos de emisión de gases de efecto invernadero	288.000	345.681
Total ingresos	3.192.283	3.382.450

Cuadro III.8. Estimación de la recaudación total anual por aplicación de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012. Año 2014

2014	TECNOLOGÍA	Generación (GWh)	Ingresos medios generación (€/MWh)	Ingresos generación (Miles €)	Recaudación Impuesto sobre la producción (miles €)	Impuesto especial €/MWh	Recaudación I.E. carbón (miles €)	Recaudación I.E. hidrocarburos (miles €)	Recaudación Impuesto nuclear (miles €)	Canon hidráulico (€/MWh)	Recaudación canon hidráulico mMiles €)	Derechos de emisión de CO ₂ (miles €)	Precio derechos de emisión de CO ₂ (€/t)	Recaudación subasta derechos de emisión de CO ₂ (miles €)	Total ingresos Ley 15/2012 (miles €)
Sistema Peninsular	Nuclear	53.115	44,13	2.343.780	164.065				256.684						420.749
	Hidráulica	32.414	43,73	1.417.527	99.227					0,22	311.856				411.083
	Bombeo	- 3.042	- 28,07	85.383	5.977					0,02	1.878				7.855
	Carbón importación	25.162	57,57	1.448.682	101.408	6,69	168.225								269.633
	Carbón garantía de suministro	15.480	58,29	902.336	63.163	6,69	103.493								166.657
	CCGT	22.301	92,49	2.062.714	144.390	4,68		104.370							248.760
	Fuel gas	0	4.834,26	103	7	3,08		0							7
	Renovables, cogeneración y residuos	103.173	39,47	4.072.625	285.084	2,02		52.552		0,02	4.882				342.518
	Zona de regulación	400	97,49	38.977	2.728	2,81		1.124							3.853
	Retribución RECORE			6.552.254	458.658										458.658
PAGOS POR CAPACIDAD				444.211	31.095										31.095
Sistema No Peninsular	Producción RO Exenta IE	8.273	203,78	1.685.899	118.013										118.013
	Producción RO - Gas Natural	633	203,78	129.049	9.033	4,68		2.964							11.997
	Producción RO - Carbón	2.718	203,78	553.819	38.767	6,69	18.170								56.937
	Producción RO - Fuel	377	203,78	76.782	5.375	3,08		1.160							6.535
	Producción RO - Gasoil	105	203,78	21.451	1.502	5,76		606							2.108
	Producción RE Exenta IE	1.058	42,68	45.161	3.161										3.161
	Producción RE - Gas natural	17	42,68	717	50	4,68		79							129
	Producción RE - Gasoil	11	42,68	478	33	5,76		64							98
Prima Renovables, Cogen. y Residuos				131.090	9.176										9.176
Gas Natural	GN CCG	42.887			-										-
	GN cogeneración	110.936				1,44		159.747							159.747
	GN uso industrial	92.500				0,54		49.950							49.950
	GN uso doméstico	53.660				2,34		125.565							125.565
Subasta derechos de emisión de CO₂												55.000	5,82	288.000	288.000
Total					1.540.913		289.888	498.182	256.684		318.616			288.000	3.192.283

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

Cuadro III.9. Estimación de la recaudación total anual por aplicación de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012. Año 2015

2015	TECNOLOGÍA	Generación (GWh)	Ingresos medios generación (€/MWh)	Ingresos generación (Miles €)	Recaudación Impuesto sobre la producción (miles €)	Impuesto especial €/MWh	Recaudación I.E. carbón (miles €)	Recaudación I.E. hidrocarburos (miles €)	Recaudación Impuesto nuclear (miles €)	Canon hidráulico (€/MWh)	Recaudación canon hidráulico (mMiles €)	Derechos de emisión de CO ₂ (miles €)	Precio derechos de emisión de CO ₂ (€/t)	Recaudación subasta derechos de emisión de CO ₂ (miles €)	Total ingresos Ley 15/2012 (miles €)	
Sistema Peninsular	Nuclear	53.351	49,55	2.643.780	185.065				256.684						441.749	
	Hidráulica	28.817	49,11	1.415.234	99.066					0,22	311.351				410.418	
	Bombeo	- 1.286	- 64,27	82.647	5.785					0,02	1.818				7.604	
	Carbón	43.642	64,66	2.821.723	197.521	6,69	291.776								489.296	
	CCG	22.301	103,87	2.316.445	162.151	4,68		104370,2052							266.521	
	Fuel gas	-	-	-	-	3,08										-
	Renovables, Cogen. Y Residuos	103.173	44,33	4.573.592	320.151	2,02		52.552		0,02	5.482				378.186	
	Zona de regulación	400	109,49	43.772	3.064	2,81		1.124							4.188	
	Retribución RECORE			6.552.254	458.658										458.658	
	PAGOS POR CAPACIDAD			434.267	30.399										30.399	
Sistema No Peninsular	Producción Exenta IE	8.530	198,27	1.691.235	118.386										118.386	
	Producción - Gas Natural	671	198,27	133.123	9.319	4,68		3.142							12.461	
	Producción - Carbón	2.881	198,27	571.307	39.991	6,69	19.265								59.256	
	Producción - Fuel	399	198,27	79.207	5.544	3,08		1.230							6.774	
	Producción - Gasoil	112	198,27	22.129	1.549	5,76		643							2.192	
	Producción RECORE Exenta IE	1.058	47,93	50.716	3.550										3.550	
	Producción RECORE - Gas natural	17	47,93	805	56	4,68		79							135	
	Producción RECORE - Gasoil	11	47,93	537	38	5,76		64							102	
Prima RECORE			131.090	9.176										9.176		
Gas Natural	GN CCG	42.887			-										-	
	GN cogeneración	107.607				1,44		154.955							154.955	
	GN uso industrial	96.320				0,54		52.013							52.013	
	GN uso doméstico	55.876				2,34		130.750							130.750	
Subasta derechos de emisión de CO₂												62.000	6,20	345.681	345.681	
Total					1.649.470		311.040	500.922	256.684		318.652			345.681	3.382.450	

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

ANEXO IV. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2014 Y 2015

1 PRECIO DEL MERCADO MAYORISTA

1.1. Metodología empleada

La metodología empleada para realizar la estimación del precio medio del mercado diario para el año 2014 se basa tanto en precios históricos del mercado diario de OMIE (al objeto de incorporar los precios spot históricos a medida que avanza el año), junto con las cotizaciones a plazo del mercado de futuros de OMIP.

En este sentido, la estimación del precio medio de la energía para el año 2014 incorpora:

- Precios históricos OMIE del mercado diario durante el periodo del 1 de enero al 21 de octubre de 2014.
- Cotizaciones en OMIP de los contratos a plazo (carga base) diarios y semanal con liquidación en el periodo del 22 al 31 de octubre de 2014.
- Cotizaciones en OMIP de los contratos a plazo (carga base) mensuales con liquidación en noviembre y diciembre de 2014.

1.2. Evolución reciente del precio en el mercado diario y las cotizaciones de los contratos de futuros

El precio medio aritmético de la energía en OMIE desde el 1 de enero al 21 de octubre de 2014 ha ascendido a 40,55 €/MWh.

La cotización de los contratos a plazo (diarios y semanal) con liquidación entre el 22 y el 31 de octubre en OMIP, a fecha de 17 de octubre, ascendió a 56,36 €/MWh.

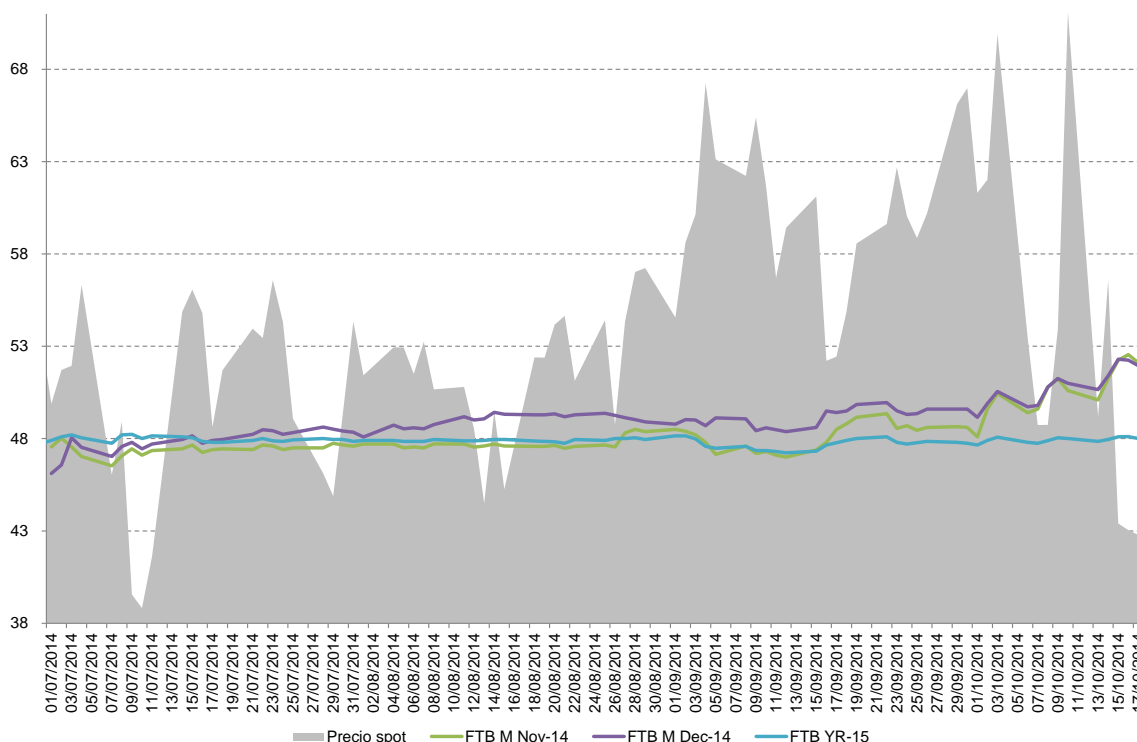
En relación a los contratos a plazo con vencimiento en noviembre y diciembre de 2014 y anual 2015, el Gráfico IV.1 muestra la evolución de los precios de referencia en OMIP, entre el 1 de julio y el 17 de octubre de 2014, junto con la evolución del precio spot.

Las cotizaciones a plazo de los contratos mensuales con vencimiento en noviembre y diciembre de 2014 presentan, durante el mes de octubre, una mayor volatilidad que la cotización del contrato anual con vencimiento en 2015 en dicho mes²². Esta es una característica común de los contratos a plazo, de forma que los contratos con vencimiento más cercano (en este caso contratos

²² Tal y como se observa en el Gráfico IV.1, la volatilidad en las cotizaciones a plazo implica que la estimación del precio del mercado diario para un vencimiento concreto sea sensible a la ventana temporal que se utilice para determinar la cotización media de los contratos a plazo que lo componen.

mensuales) tienen una mayor volatilidad que los contratos con vencimiento más lejano (contrato anual 2015). La mayor volatilidad se debe a que los contratos mensuales, y especialmente según se va acercando su vencimiento, se ven influenciados en mayor medida por la evolución y la volatilidad del precio spot.

Gráfico IV.1. Cotizaciones de los futuros carga base mensuales en OMIP (€/MWh), con subyacente el precio español y vencimiento en los meses de noviembre y diciembre de 2014 y en el año 2015, junto con el precio spot (1 de julio a 17 octubre de 2014)



Fuente: OMIP y OMIE

Concretamente, la media aritmética de los precios de referencia en OMIP, durante el periodo del 1 al 17 de octubre, para el contrato con vencimiento en noviembre se sitúa en 50,62 €/MWh (con un rango de variación entre 48,10 €/MWh y 52,55 €/MWh²³), por encima del precio medio de cotización de dicho contrato entre el 1 de julio y el 30 de septiembre (47,75 €/MWh).

Asimismo, la media aritmética durante dicho periodo de los precios de referencia en OMIP para el contrato con vencimiento en diciembre de 2014 se sitúa en 50,82 €/MWh (con un rango de variación entre 49,15 €/MWh y 52,30 €/MWh), y es superior también al precio medio del contrato de diciembre en el periodo comprendido entre el 1 de julio y el 30 de septiembre (48,66 €/MWh).

²³ Máximo y mínimo de las referencias de precios en el periodo considerado.

1.3. Estimación del precio medio en el mercado diario para el año 2014

A partir del precio medio en OMIE durante el periodo 1 de enero 21 de octubre 2014, las cotizaciones en OMIP de los contratos a plazo (en carga base) diarios y semanales con liquidación en octubre de 2014 y de los contratos mensuales con liquidación en noviembre y diciembre de 2014, se obtiene como estimación del precio medio del mercado diario para el año 2014 un valor de 42,68 €/MWh, con un rango de variación de 42,33 €/MWh y 42,97 €/MWh²⁴ (véase Cuadro IV.1).

Cuadro IV.1. Precio OMIE, cotización en OMIP de los contratos con liquidación en octubre, noviembre y diciembre de 2014 y valor obtenido para el año 2014

Contratos	Horas	SP Medio OMIP (€/MWh) (1 - 17 oct.)	SP Máximo OMIP (€/MWh) (1 - 17 oct.)	SP Mínimo OMIP (€/MWh) (1 - 17 oct.)
OMIE (1 enero - 21 octubre 2014)*	7.055	40,55	40,55	40,55
Balance del mes Oct-14**	241	56,36	56,36	56,36
FTB M Nov-2014	720	50,62	52,55	48,10
FTB M Dic-2014	744	50,82	52,30	49,15
Año 2014	8.760	42,68	42,97	42,33

Fuentes: OMIE y OMIP

* El precio medio aritmético de la energía en OMIE desde el 1 de enero al 21 de octubre de 2014

** Balance del mes calculado a partir de las cotizaciones en OMIP a 17 de octubre de 2014 de los contratos a plazo diarios del 22 al 26 de octubre y de la semana 44 (para el periodo del 27 al 31 de octubre)

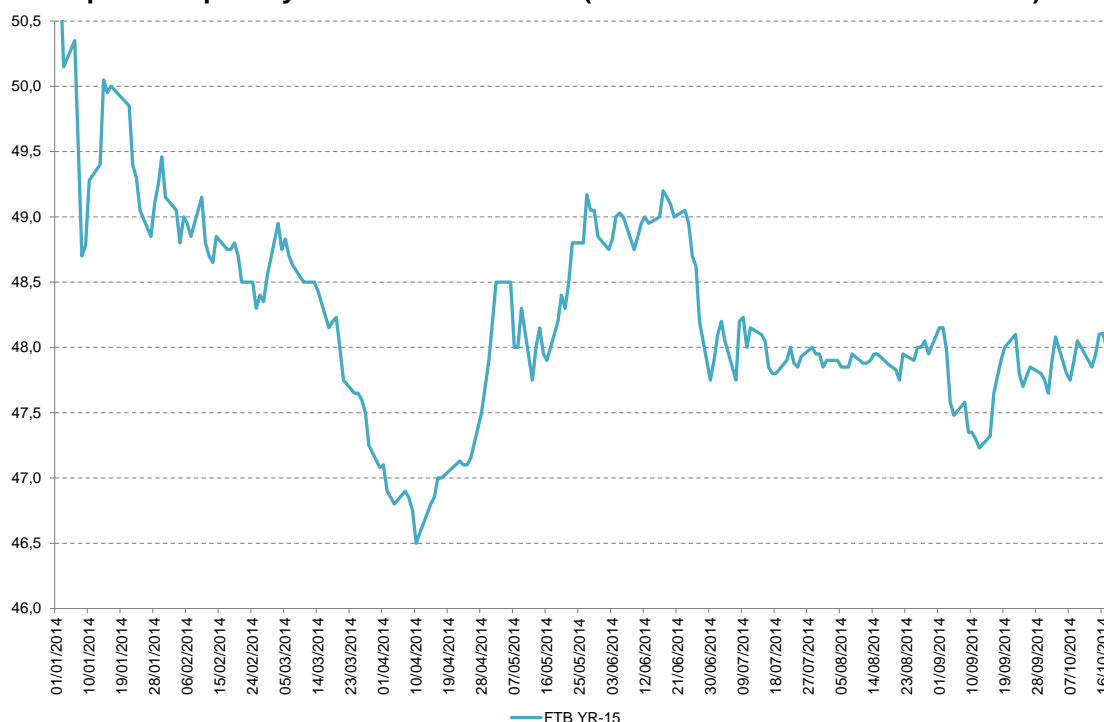
1.4. Previsión del precio medio de la energía para el año 2015

En el caso de la estimación del precio de la energía resultante en el mercado diario para el año 2015, ésta se ha realizado a partir de la cotización en OMIP del contrato a plazo anual (en carga base) con liquidación en 2015.

El Gráfico IV.2 muestra la evolución, durante el año 2014, de la cotización en OMIP del contrato anual con vencimiento en 2015 (FTB YR-15).

²⁴ A partir de las cotizaciones máximas y mínimas de los contratos FTB M Nov-14 y FTB M Dic-14 en OMIP durante el periodo del 1 al 17 de octubre de 2014.

Gráfico IV.2. Cotización del futuro carga base anual en OMIP (€/MWh), con subyacente el precio español y horizonte el año 2015 (1 de enero a 17 de octubre de 2014)



Fuente: OMIP

En dicho gráfico se observa que la cotización del contrato anual con vencimiento en 2015 muestra una tendencia descendente durante el primer trimestre de 2014, seguido de una tendencia ascendente en el segundo trimestre y un periodo de relativa estabilidad desde julio de 2014, situándose en el rango de 47-48 €/MWh durante dicho periodo.

En este sentido, y en línea con la metodología de la sección anterior, la cotización media en OMIP del contrato anual con vencimiento en 2015 durante el periodo del 1 al 17 de octubre de 2014, ha ascendido a 47,93 €/MWh (registrándose en dicho periodo una cotización diaria mínima y máxima de 47,65 €/MWh y 48,11 €/MWh).

Cuadro IV.2. Cotización media, mínima y máxima del contrato a plazo anual con vencimiento en 2015 en OMIP (1 al 17 de octubre de 2014)

Contrato	SP Medio OMIP (€/MWh) (1 - 17 oct.)	SP Máximo OMIP (€/MWh) (1 - 17 oct.)	SP Mínimo OMIP (€/MWh) (1 - 17 oct.)
FTB YR-15	47,93	48,11	47,65

Fuente: OMIP

2 RETRIBUCIÓN DEL TRANSPORTE

2.1 Metodología retributiva Real Decreto 1047/2013

La retribución de las redes de transporte calculada por la aplicación de la metodología establecida en el Real Decreto 1047/2013 asciende a 1.593.740 miles €. Su desglose en las partidas principales es la que se muestra en los siguientes cuadros.

Cuadro IV.3. Detalle de la retribución del transporte. Año 2015

Retribución Transporte 2015	(miles de €)
TOTAL REE+ GNF	1.592.164
Red Eléctrica de España, S.A.	1.566.089
RI _{pre98}	390.962
RO&M pre 98	217.081
RI ₉₈₋₂₀₁₃	713.526
RO&M 98-2013	167.800
RI ₉₈₋₂₀₁₃ de instalaciones singulares	65.966
RO&M 98-2013 de instalaciones singulares	10.754
Gas Natural Fenosa, S.A.	26.075
RI _{pre98}	2.700
RO&M pre 98	439
RI ₉₈₋₂₀₁₃	19.739
RO&M 98-2013	3.197

Cuadro IV.4. Detalle de la retribución del transporte de empresas con menos de 100.000 clientes. Año 2015

Retribución Transporte 2015	(miles de €)
TOTAL	1.576
VALL DE SÓLLER ENERGÍA, S.L.U.	558
RI	365
RO&M	193
ESTABANELL Y PAHISA ENERGIA, S.A.	774
RI	392
RO&M	382
ELECTRICA DEL OESTE DISTRIBUCION, S.L.U.	66
RI	61
RO&M	5
BASSOLS ENERGIA, S.A.	178
RI	141
RO&M	37

Incentivo de disponibilidad

A la fecha de emisión del informe no se dispone del cálculo del incentivo de disponibilidad de las empresas transportistas a percibir en el ejercicio 2015 asociado al grado de disponibilidad de sus instalaciones de transporte en 2013, por lo tanto se da como referencia de la cantidad a considerar, el incentivo que percibieron las empresas transportistas en el ejercicio 2014, aprobado en el artículo 2 de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.

Incentivo a la disponibilidad	2014 (miles de €)
TOTAL	14.295
Red Eléctrica de España, S.A.	13.754
Gas Natural Fenosa, S.A.	541

2.2 Metodología retributiva Real decreto-ley 9/2013

Tal y como se solicita en el oficio de la DGPEM de fecha 14 de octubre de 2014, adicionalmente se muestran los cálculos de la retribución del transporte por aplicación del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, que establece una metodología de retribución transitoria hasta la entrada en vigor de la metodología retributiva establecida en el Real Decreto 1047/2013 y referencia la tasa de retribución al rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años.

Cuadro IV.5. Detalle de la retribución del transporte según la metodología del Real decreto-ley 9/2013. Año 2015

Retribución Transporte 2015	(miles de €)
TOTAL	1.690.555
Red Eléctrica de España, S.A.	1.653.826
$R_{npre-1998}^i$	736.174
$R_{n1998-2007}^i$	396.367
$R_{n2008-2011}^i$	371.462
$R_{n2012-2013}^i$	149.823
Gas Natural Fenosa, S.A.	36.729
$R_{npre-1998}^i$	5.084
$R_{n1998-2007}^i$	26.252
$R_{n2008-2011}^i$	5.218
$R_{n2012-2013}^i$	175

3 RETRIBUCIÓN DE DISTRIBUCIÓN Y GESTIÓN COMERCIAL

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

La retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica de las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes, calculada por aplicación de la metodología establecida en el Real Decreto 1048/2013 asciende a 4.629.521 miles €. Su desglose en las partidas principales se detalla en el cuadro inferior.

Cuadro IV.6. Detalle de la retribución de la distribución según la metodología del Real Decreto 1048/2013. Año 2015

	Miles de €
Retribución	4.629.521
RI base (miles de €)	2.700.518
Amortización Aibase	1.046.619
Vida útil VUbase	39,02
IBATbase	54.091.492
kinmAT	0,8462
IBBTbase	16.520.136
kinmBT	0,8462
IBObase	2.015.330
λ base	63,76%
FRRibase	103,698%
Retribución Financiera	1.653.899
Inbase	25.432.857
Vida Residual	24,30
Tasa de retribución TRF	6,503%
ROMbase (miles de €)	1.114.909
ROMATbase	878.228
kinmAT	0,8462
ROMBTbase	171.439
kinmBT	0,8462
ROMNLAEbase	221.325
FRRROMbase	100,483%
ROTD (miles de €)	814.094
CRC=RL+RC+RT+RP+RE+RTA	764.386
RL	81.235
RC	91.972
RT	18.477
RP	35.810
RE	332.549
RTA	204.343
FRRROMn-2	106,503%

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

La retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica de las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes, calculada por aplicación de la metodología establecida en el Real Decreto 1048/2013 asciende a 323.200 miles €.

3.3 Incentivos a la mejora de calidad de servicio y para reducción de pérdidas

A la fecha de emisión del presente informe no se dispone del cálculo del incentivo de calidad de servicio y de reducción de pérdidas de las empresas distribuidoras a percibir en el ejercicio 2015 asociado al cumplimiento de la calidad y de la reducción de pérdidas en 2013. Por ello, se aporta como referencia las cantidades correspondientes a los últimos incentivos de mejora de la calidad (2014) y de reducción de pérdidas (2013), aprobados en el artículo 4 y artículo 5, respectivamente, de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.

INCENTIVOS	(miles de €)
Q₂₀₁₂	92.557
P₂₀₁₁	-14.181

3.4 Metodología retributiva Real decreto-ley 9/2013

Tal y como se solicita en el oficio de la DGPEM de fecha 14 de octubre de 2014, adicionalmente se muestran los cálculos de la retribución de la actividad de distribución por aplicación del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, que establece una metodología de retribución transitoria hasta la entrada en vigor de la metodología retributiva establecida en el Real Decreto 1048/2013 y referencia la tasa de retribución al rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años.

La retribución correspondiente a las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes sería la que se muestra en la siguiente tabla:

Cuadro IV.7. Detalle de la retribución de la distribución según la metodología del Real decreto-ley 9/2013. Año 2015

Retribución de la distribución (miles €)	
Retribución redes	4.601.992
Retribución por inversión	2.860.951
Amortización	1.153.513
Retribución financiera	1.707.438
Retribución ROM&OCD	1.741.041
Gestión comercial	56.700
TOTAL	4.658.692

Por su parte, la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica de las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes, calculada por aplicación del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, ascendería a 330.239 miles €.

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

4.1 Previsión de la retribución de cierre 2014 y 2015

A continuación se muestra la previsión de los costes de retribución regulada a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos para la energía correspondiente a los años 2014 y 2015.

Para efectuar dichas previsiones se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- Los importes previstos hacen referencia a las liquidaciones de los costes correspondientes a la retribución regulada de las instalaciones mencionadas según el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por la energía generada en los años 2014 y 2015, utilizando el criterio de devengo, independientemente del momento en que se hacen efectivos los cobros y pagos reales.

En consecuencia, no se tiene en cuenta el coeficiente de cobertura, o las reliquidaciones correspondientes a la disposición transitoria octava del Real Decreto 413/2014.

- La energía total en 2014 (GWh/año) se ha obtenido mediante extrapolación, a partir de los datos provisionales obtenidos entre enero y agosto de 2014,

considerando la ponderación de dicho periodo en los últimos años. La variabilidad estacional de eólica e hidráulica no influye en las previsiones económicas, ya que carecen de retribución a la operación; sin embargo, la incertidumbre existente en la energía generada por otras tecnologías, como la cogeneración, sí variaría la cifra de retribución final.

- **Retribución a la operación unitaria, R_o (Eur/MWh):** Se ha obtenido una R_o media por tecnología a partir de los datos provisionales obtenidos entre enero y agosto de 2014, considerando la retribución a la operación promedio en cada uno de los meses. La variabilidad estacional de eólica e hidráulica no influye en las previsiones económicas, ya que carecen de retribución a la operación; sin embargo, la incertidumbre existente en la energía generada por otras tecnologías, como la cogeneración, sí variaría la cifra de retribución final.
- **Retribución a la inversión mensual, R_i (kEur):** Al igual que con la R_o unitaria, se han promediado los datos de retribución a la inversión mensuales de las últimas liquidaciones provisionales. Se observa una escasa variabilidad en los importes relacionados con este concepto. El total de retribución a la inversión se obtiene multiplicando, para cada tecnología, la R_i mensual por doce.
- La previsión para el año 2015 es la misma que para la correspondiente al año 2014, ya que a la fecha de redacción del presente informe no se han encontrado motivos que indiquen que deban hacerse previsiones diferentes entre ambos años.

En Cuadro IV. 8 y el Cuadro IV. 9 se muestra para el cierre del ejercicio 2014 y 2015 la previsión de potencia, energía, retribución por inversión, retribución por operación y retribución total, desagregada por tecnología, para el total nacional y cada uno de los subsistemas peninsular, insulares y extrapeninsulares, estimados con las consideraciones mencionadas anteriormente.

Cuadro IV. 8. Previsión para el cierre de 2014 de potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos, desgregado por subsistema

TOTAL NACIONAL					
Tecnología	Potencia a 31/12/2014 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	5.954	21.575	49	1.049	1.097
SOLAR FV	4.650	8.226	2.307	155	2.463
SOLAR TE	2.300	5.589	1.077	216	1.293
EOLICA	22.781	54.788	1.253	0	1.253
HIDRAULICA	2.038	5.617	79	0	79
BIOMASA	884	3.471	111	145	257
RESIDUOS	602	3.119	60	27	87
TRAT. RESIDUOS	628	1.873	2	152	154
TOTAL	39.837	104.259	4.939	1.745	6.683

Península					
Tecnología	Potencia a 31/12/2014 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	5.910	21.555	48	1.047	1.095
SOLAR FV	4.409	7.803	2.201	148	2.349
SOLAR TE	2.300	5.589	1.077	216	1.293
EOLICA	22.631	54.422	1.250	0	1.250
HIDRAULICA	2.038	5.615	79	0	79
BIOMASA	882	3.465	111	145	257
RESIDUOS	525	2.851	49	27	76
TRAT. RESIDUOS	628	1.873	2	152	154
TOTAL	39.324	103.173	4.817	1.735	6.552

Baleares					
Tecnología	Potencia a 31/12/2014 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	11	19	0	2	2
SOLAR FV	78	128	34	2	37
SOLAR TE	0	0	0	0	0
EOLICA	4	7	0	0	0
HIDRAULICA	0	0	0	0	0
BIOMASA	0	0	0	0	0
RESIDUOS	75	256	11	0	11
TRAT. RESIDUOS	0	0	0	0	0
TOTAL	167	410	46	4	50

Canarias					
Tecnología	Potencia a 31/12/2014 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	33	0	0	0	0
SOLAR FV	163	295	72	5	78
SOLAR TE	0	0	0	0	0
EOLICA	146	359	3	0	3
HIDRAULICA	0	2	0	0	0
BIOMASA	1	7	0	0	0
RESIDUOS	0	0	0	0	0
TRAT. RESIDUOS	0	0	0	0	0
TOTAL	344	663	76	5	81

Ceuta y Melilla					
Tecnología	Potencia a 31/12/2014 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SOLAR FV	0,06	0,09	0,03	0,00	0,03
SOLAR TE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EOLICA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HIDRAULICA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BIOMASA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RESIDUOS	2,17	12,92	0,32	0,00	0,32
TRAT. RESIDUOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	2,23	13,01	0,35	0,00	0,35

Fuente: CNMC

Cuadro IV. 9. Previsión 2015 de potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos

TOTAL NACIONAL					
Tecnología	Potencia a 31/12/2015 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica
COGENERACION	5.954	21.575	49	1.049	1.097
SOLAR FV	4.650	8.226	2.307	155	2.463
SOLAR TE	2.300	5.589	1.077	216	1.293
EOLICA	22.781	54.788	1.253	0	1.253
HIDRAULICA	2.038	5.617	79	0	79
BIOMASA	884	3.471	111	145	257
RESIDUOS	602	3.119	60	27	87
TRAT. RESIDUOS	628	1.873	2	152	154
TOTAL	39.837	104.259	4.939	1.745	6.683

Península					
Tecnología	Potencia a 31/12/2015 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	5.910	21.555	48	1.047	1.095
SOLAR FV	4.409	7.803	2.201	148	2.349
SOLAR TE	2.300	5.589	1.077	216	1.293
EOLICA	22.631	54.422	1.250	0	1.250
HIDRAULICA	2.038	5.615	79	0	79
BIOMASA	882	3.465	111	145	257
RESIDUOS	525	2.851	49	27	76
TRAT. RESIDUOS	628	1.873	2	152	154
TOTAL	39.324	103.173	4.817	1.735	6.552

Baleares					
Tecnología	Potencia a 31/12/2015 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	11	19	0	2	2
SOLAR FV	78	128	34	2	37
SOLAR TE	0	0	0	0	0
EOLICA	4	7	0	0	0
HIDRAULICA	0	0	0	0	0
BIOMASA	0	0	0	0	0
RESIDUOS	75	256	11	0	11
TRAT. RESIDUOS	0	0	0	0	0
TOTAL	167	410	46	4	50

Canarias					
Tecnología	Potencia a 31/12/2015 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	33	0	0	0	0
SOLAR FV	163	295	72	5	78
SOLAR TE	0	0	0	0	0
EOLICA	146	359	3	0	3
HIDRAULICA	0	2	0	0	0
BIOMASA	1	7	0	0	0
RESIDUOS	0	0	0	0	0
TRAT. RESIDUOS	0	0	0	0	0
TOTAL	344	663	76	5	81

Ceuta y Melilla					
Tecnología	Potencia a 31/12/2015 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SOLAR FV	0,06	0,09	0,03	0,00	0,03
SOLAR TE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EOLICA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HIDRAULICA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BIOMASA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RESIDUOS	2,17	12,92	0,32	0,00	0,32
TRAT. RESIDUOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	0,00	0,00	0,35	0,00	0,35

Fuente: CNMC

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

La disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, establece la aplicación transitoria del régimen económico contemplado en los Reales Decretos 661/2007 y 1578/2008, normas que este propio Real Decreto-Ley derogaba.

Según este Real Decreto-Ley el régimen transitorio se debería aplicar al periodo comprendido entre la entrada en vigor del RDL 9/2013, el 14 de julio de 2013 y la entrada en vigor de las disposiciones necesarias para la plena aplicación del nuevo régimen jurídico y económico de la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos con régimen económico primado. Por tanto, el periodo transitorio se aplicó a la energía producida entre el 14 de julio de 2013 y el 31 de mayo de 2014.

Respecto a las reliquidaciones (positivas o negativas), la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, establece también la reliquidación de todo el periodo transitorio, según la nueva metodología de cálculo, cuando entraran en vigor todas las disposiciones necesarias, considerando sobre estas reliquidaciones ciertas particularidades, que se concretaron en la disposición transitoria octava del Real Decreto 413/2014.

Las particularidades que estas reliquidaciones presentan son las siguientes:

- 1) Estas reliquidaciones resultarán de aplicación a partir de la séptima liquidación del ejercicio 2014.
- 2) Dado que las reliquidaciones afectan a dos ejercicios, 2013 y 2014, las cantidades reliquidadas se imputarán de manera separada a cada ejercicio.

En el caso del ejercicio 2013, hasta que se realice la liquidación complementaria de la liquidación 14/2013 (en noviembre de 2014), las reliquidaciones se imputarán al ejercicio 2013, imputándose el resto a la liquidación a cuenta del ejercicio en curso.

Las reliquidaciones correspondientes a 2014 se imputarán todas al ejercicio 2014 (hasta que se haga la liquidación definitiva).

- 3) Las reliquidaciones (positivas o negativas) se realizarán para cada instalación según la metodología de reliquidación que atiende a este procedimiento:
 - a) Se realizará, en primer lugar, la liquidación a cuenta que corresponda cada mes a la instalación, determinando la cantidad a cobrar una vez aplicado el coeficiente de cobertura.
 - b) Una vez realizada la anterior liquidación, se incorporará la novena parte de la diferencia total que resulta entre la liquidación realizada a cuenta por el método transitorio (antigua retribución de primas) y el nuevo método (retribución específica a la inversión y a la operación) durante todo el periodo transitorio (14 de julio de 2013 a 31 de mayo de 2014)
 - c) En caso de que la cantidad anterior suponga una obligación de ingreso al sistema de liquidaciones, en ningún caso podrá ser superior al 50 por ciento de la suma de la cantidad a cobrar en la liquidación corriente (determinada en el punto a) anterior) y del derecho de cobro de la liquidación del mercado diario del mes al que se refiera la liquidación.

- d) En caso de que la cuantía supere dicho límite, la cantidad a incorporar como obligación de ingreso al sistema de liquidaciones tomará dicho valor máximo.
- e) La cantidad que supere este límite establecido, se añadirá en la siguiente liquidación

Las cantidades totales que se reliquidarán como consecuencia de este proceso separadas por ejercicio y signo (positivas: a pagar a las instalaciones, negativas: a devolver por las instalaciones) serán las recogidas en el cuadro inferior.

Cuadro IV. 10. Importe económico de las regularizaciones contempladas en la Disposición transitoria del Real Decreto-ley 9/2013

Tecnología	Reliquidaciones 2013 (M€)			Reliquidaciones 2014 (M€)			Total reliquidaciones
	Positivas	Negativas	Total	Positivas	Negativas	Total	
COGENERACION	32,00	- 160,27	- 128,27	10,68	- 211,25	- 200,57	- 328,84
SOLAR FV	576,30	- 251,02	325,28	20,50	- 275,01	- 254,51	70,77
SOLAR TE	143,64	- 135,13	8,51	65,85	- 4,78	61,07	69,58
EOLICA	161,76	- 434,91	- 273,15	3,98	- 923,03	- 919,05	- 1.192,20
HIDRAULICA	1,69	- 75,27	- 73,58	0,01	- 184,73	- 184,73	- 258,31
BIOMASA	9,51	- 42,03	- 32,53	4,17	- 41,30	- 37,13	- 69,66
RESIDUOS	12,53	- 11,91	0,62	5,71	- 26,38	- 20,67	- 20,05
TRAT.RESIDUOS	0,27	- 96,15	- 95,87	-	- 43,93	- 43,93	- 139,80
OTRAS TECN. RENOVABLES	0,11	-	0,11	0,09	- 0,00	0,09	0,19
Total	937,80	- 1.206,68	- 268,88	110,99	- 1.710,42	- 1.599,43	- 1.868,31

Fuente: CNMC

Se indica que de la diferencia entre el régimen retributivo anterior y el régimen retributivo establecido en el Real Decreto 413/2014 correspondiente a las producciones del ejercicio 2013 (-269 M€) se han imputado +226,2 M€²⁵ a la liquidación de cierre del ejercicio 2013, quedando pendiente de imputar a liquidaciones posteriores -495,1 M€ (véase Cuadro IV. 11).

²⁵ Se indica que en la liquidación de complementaria de 2013 se han imputado las regularizaciones disponibles hasta el día de cierre que se realizó el 28 de octubre de 2014, que se corresponde con las regularizaciones incluidas en las liquidaciones 7, 8 y 9/2014 de actividades reguladas, con la excepción de las regularizaciones negativas cuyo cobro no ha sido registrado a fecha del citado cierre.

Cuadro IV. 11. Importe económico de las regularizaciones contempladas en la Disposición transitoria del Real Decreto-ley 9/2013 correspondientes a 2013 con impacto en el ejercicio 2013 y posteriores

Tecnología	Reliquidaciones 2013 (A) (M€)			Reliquidaciones 2013 imputadas en la liquidación de cierre de 2013 (B) (M€)			Reliquidaciones correspondientes a 2013 que se imputan en ejercicios posteriores (A) - (B) (M€)		
	Positivas	Negativas	Total	Positivas	Negativas	Total	Positivas	Negativas	Total
COGENERACION	32,00	- 160,27	- 128,27	12,44	- 24,88	- 12,44	19,56	- 135,38	- 115,82
SOLAR FV	576,30	- 251,02	325,28	205,23	- 7,43	197,80	371,08	- 243,59	127,49
SOLAR TE	143,64	- 135,13	8,51	18,77	- 12,86	5,91	124,87	- 122,26	2,60
EOLICA	161,76	- 434,91	- 273,15	85,54	- 40,11	45,43	76,22	- 394,80	- 318,58
HIDRAULICA	1,69	- 75,27	- 73,58	0,49	- 6,72	- 6,23	1,20	- 68,55	- 67,35
BIOMASA	9,51	- 42,03	- 32,53	3,00	- 7,10	- 4,10	6,51	- 34,93	- 28,42
RESIDUOS	12,53	- 11,91	0,62	4,52	- 1,81	2,71	8,01	- 10,09	- 2,09
TRAT.RESIDUOS	0,27	- 96,15	- 95,87	0,16	- 3,07	- 2,90	0,11	- 93,08	- 92,97
OTRAS TECN. RENOVABLES	0,11	-	0,11	0,04	-	0,04	0,07	-	0,07
Total	937,80	- 1.206,68	- 268,88	330,18	- 103,99	226,19	607,62	- 1.102,69	- 495,07

Fuente: CNMC

Respecto de la laminación de las reliquidaciones como consecuencia de la aplicación de la DT8ª del Real Decreto 413/2014, cabe señalar que a la fecha de elaboración de este informe, únicamente se dispone del impacto de la aplicación de límites a la devolución registrado en las liquidaciones 7 y 8. Se indica que del importe susceptible de ser solicitado (374,5 M€) se ha reclamado el 62% (231,7 M€) como consecuencia de la aplicación de los límites y del importe reclamado se ha percibido el 70% (162,8 M€). Suponiendo que la tendencia se mantiene en las sucesivas liquidaciones, en las liquidaciones del ejercicio 2014 se recuperaría 57,1% (282,9 M€) y el 79% (1.262,4 M€) de las reliquidaciones de los ejercicios 2013 y 2014, respectivamente.

4.3 Previsión del impacto sobre las reliquidaciones del cierre de instalaciones

De acuerdo con la nueva normativa, la obligación de ingreso al sistema de liquidaciones, en ningún caso podrá ser superior al 50 por ciento de la suma de la cantidad correspondiente a la liquidación del régimen retributivo específico más el derecho de cobro de la liquidación del mercado del mes al que se refiere la liquidación. Las instalaciones que hubieran cesado la producción de energía eléctrica no percibirían ni régimen retributivo específico ni liquidaciones de mercado, luego sus obligaciones de ingreso al sistema por el concepto de reliquidaciones serían igual a cero, y las cifras anteriormente expuestas se verían minoradas.

A efectos de prever el posible impacto es necesario estimar qué tecnologías y en qué medida han reducido de forma indefinida su volumen de producción, para ello se ha analizado el conjunto de instalaciones a las que no se han realizado requerimientos de ingreso por dicho motivo.

Dentro de este colectivo, se han seleccionado aquellas instalaciones (463 en total) que durante el mes de julio de 2014 no han percibido ninguna retribución

procedente de mercado. Realizando la hipótesis de que estas instalaciones han dejado de producir energía, y que por tanto son las que provocarían esta minoración de ingresos, se han sumado los importes que les correspondería reliquidar, obteniendo un impacto estimado de 150 M€.

Como resultado de distribuir el citado impacto de 150 M€ entre los ejercicios 2013 y 2014 proporcionalmente al volumen de las reliquidaciones (aproximadamente 35,5 M€ a 2013 y 114,5 M€ a 2014) se obtiene que en el ejercicio 2014 se imputarían -1.148 M€ por las reliquidaciones de la producción del ejercicio 2014 (1262,4 M€ menos los 114,5 M€) y -247,4 M€ por las reliquidaciones del ejercicio 2013 (282,9 M€ menos los 35 M€).

5 RETRIBUCIÓN DEL EXTRACOSTE DE PRODUCCIÓN EN LOS SISTEMAS NO PENINSULARES

5.1 Previsión de cierre 2014

Con fecha 19 de septiembre de 2014, se remitió a esa Secretaría de Estado previsión de la mitad de la compensación extrapeninsular correspondiente al ejercicio 2014 que correrá a cargo de los Presupuestos Generales del Estado (PGE) de 2014 de acuerdo con la disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, estimada en 871 M€. La previsión proporcionada en este informe para la otra mitad de la compensación con motivo del cierre del ejercicio tarifario es superior a la cifra anterior en aproximadamente 10 M€, debido fundamentalmente a:

- 1) La reducción del precio de mercado peninsular (PMP) previsto para el cuarto trimestre de 2014, estimado entonces –a partir de las cotizaciones de los futuros (Q4-14 ESP) a fecha 15 de septiembre– en 47,75 €/MWh, y que sería ahora –que ya una parte de dicho cuarto trimestre ha transcurrido– de sólo 42,68 €/MWh, y
- 2) La reciente actualización de las previsiones de explotación y los costes de producción por parte del Operador del Sistema²⁶ (OS) y de ENDESA.

En efecto, el PMP previsto para los últimos meses de 2014 es 42,68 €/MWh, el cual ha sido corregido con los apuntamientos observados en cada sistema de acuerdo con los datos de liquidación del período comprendido entre junio de 2013 y mayo de 2014 (1,35 en Baleares, 1,22 en Canarias y 1,20 en el conjunto de Ceuta y Melilla; media de todos los sistemas 1,26). De esta forma el precio aplicado en cada subsistema se recoge en el cuadro inferior:

²⁶ Informes según sistemas aislados elaborados por el OS: *Evolución de la demanda y previsión de su cobertura: Cierre del año 2014 y previsión de 2015 en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla*

Cuadro IV.12. Precio del mercado de los sistemas no peninsulares. Año 2014

Apuntamiento PMP en SENP. periodo: junio 2013 - mayo 2014					
Conceptos	Unidades	BALEARES	CANARIAS	C&M	TOTAL
Factor apuntamiento Pen. - SENP	p.u.	1,35	1,22	1,20	1,26
PMP estimado con apuntamiento SENP (sept - dic), 2014	€/MWh	57,69	52,00	51,04	53,81

Fuente: CNMC

En relación con el segundo punto, la previsión de cierre de 2014 de la compensación por la producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (SENP) se basa en las liquidaciones provisionales e intermedias del período enero – septiembre y tiene en cuenta – pero no se ciñe estrictamente a– las previsiones del OS y de ENDESA, que es casi el único productor en los SENP a partir de instalaciones acogidas al anteriormente denominado régimen ordinario. La previsión de la producción por dichos grupos térmicos convencionales es de 12.106 GWh, aproximadamente 138 GWh inferior a la prevista en septiembre. Esta diferencia se debe a la incorporación de nuevos datos reales y al ajuste de la energía suministrada mediante la interconexión entre la Península y el subsistema Mallorca-Menorca, en Baleares.

Esta previsión asume que el volumen de energía suministrada a Baleares desde la Península sea comparable al registrado en los años móviles transcurridos desde su puesta en servicio, apartándose de la previsión realizada por el OS en septiembre. En efecto, el OS facilita una estimación para el “Enlace Península”, dentro de su balance de energía para Baleares, de solo 266 GWh para los cuatro meses del período septiembre - diciembre de 2014, dato que no está en línea con la media mensual de la energía transportada por el cable desde el comienzo de su operación comercial en agosto de 2012, que se encuentra por encima de 100 GWh/mes:

Cuadro IV.13. Energía suministrada en Baleares mediante el cable Península Baleares

Energía suministrada en Baleares mediante el cable Península - Baleares	
Períodos	GWh
sept-2012 - ago-2013	1.175
sept-2013 - ago-2014	1.280
nov-2013 - oct-2014	1.305

Fuente: <http://www.ree.es/es/actividades/sistema-electrico-balear/balance-diario>

Los costes variables de generación y el importe por garantía de potencia corresponden a datos reales de las liquidaciones provisionales y a la producción prevista hasta el cierre del año por el OS (si bien en el caso del sistema eléctrico balear el coste variable previsto por el OS ha sido ajustado proporcionalmente, considerando la mayor contribución del enlace arriba

expuesta): el coste total previsto para la explotación de los SENP sería unos 4 M€ superior al previsto en septiembre.

De acuerdo con lo anterior, la compensación total por la producción en los SENP prevista para 2014 alcanzaría un total de 1.762 M€, es decir, 21 M€ superior a la prevista en septiembre.

Por otro lado, en línea con las consideraciones del “Informe de la CNMC sobre 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” se considera que se deberían los importes correspondientes al peaje de acceso a la generación (6 M€) y a los impuestos derivados de la aplicación de la Ley 15/2012 (195,6 M€). En tal caso, la compensación total alcanzaría los 1.963,6 M€.

Cuadro IV.14. Previsión de la compensación de los sistemas eléctricos no peninsulares. Año 2014

PREVISIÓN DE LA COMPENSACIÓN SENP DE 2014					
Conceptos	Unidades	BALEARES	CANARIAS	C&M	TOTAL
Previsión producción en b.c. SENP, 2014	GWh	3.833	7.860	413	12.106
Previsión costes variables, 2014	M€	321	1.459	87	1.865
Previsión garantía de potencia, 2014	M€	257	297	47	601
Previsión coste total SENP, 2014 (sin costes adicionales)	M€	578	1.755	134	2.467
PMP estimado con apuntamiento SENP (sept - dic), 2014	€/MWh	58	52	51	54
Previsión Compensación total, 2014	M€	335	1.315	111	1.762
Compensación SENP cubierta por PGE, 2014 (sin costes adicionales)	M€	168	658	56	881
Peaje de acceso	M€	2	4	0	6
Impuesto especial	M€	23	-	-	23
Impuesto a la producción (7%)	M€	40	123	9	173
Compensación total ampliada, 2014	M€	401	1.442	121	1.963

Fuente: CNMC

5.2 Previsión 2015

El 3 de julio de 2014 la CNMC remitió informe²⁷ al MINETUR sobre la previsión de la compensación extrapeninsular del año 2015. La previsión actual de la demanda, de los costes y, por ende, de la compensación extrapeninsular difiere de los valores facilitados en julio debido a la actualización de los datos disponibles entonces y ahora. Ambos informes se basan en estudios de la cobertura del OS, pero los períodos del año móvil de las previsiones son diferentes²⁸. En particular, las previsiones del presente informe se basan en la información proporcionada por el OS y Endesa, en septiembre de 2014, en respuesta a la solicitud de información de la CNMC a efectos de la elaboración del informe sobre la propuesta de Orden por la que se actualizan los peajes de electricidad para 2015. Para la cobertura de la demanda en Baleares en 2015 se ha considerado un volumen de la energía transportada mediante el cable igual al registrado en el último año móvil.

La producción de los grupos térmicos convencionales en 2015 se prevé alcance 12.594 GWh (60 GWh menos que la previsión de julio), pese a lo cual el coste total previsto ascendería a 2.497 M€ (98 M€ más que entonces). Este aumento se debe fundamentalmente a la subida de los costes variables, sobre todo en Baleares.

Teniendo en cuenta un PMP previsto para 2015 de 47,93 €/MWh, con un apuntamiento para los distintos sistemas igual al contemplado en el cierre de 2014, la compensación en los SENP alcanzaría 1.883 M€ (frente a los 1.774 M€ previstos en julio).

Adicionalmente se indica que, en línea con las consideraciones del “Informe de la CNMC sobre 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”, en caso de incluir los importes correspondientes al peaje de acceso a la generación (6 M€) y a los impuestos derivados de la aplicación de la Ley 15/2012 (199,2 M€), la compensación total alcanzaría los 2.088 M€.

²⁷ Respuesta a la solicitud de la Secretaría de Estado de Energía de memoria acreditativa para la previsión de la compensación presupuestaria de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares en el ejercicio 2015.

²⁸ En el Informe de la CNMC de julio se han tomado los siguientes informes como base: Estudio anual de cobertura de la demanda en el SEI Balear (abril 2014–marzo 2015) y Estudio anual de cobertura de la demanda en Canarias (abril 2014–marzo 2015), para Ceuta y Melilla se han realizado proyecciones en base a datos históricos.

**Cuadro IV.15. Previsión de la compensación de los sistemas eléctricos no peninsulares.
Año 2015**

PREVISIÓN DE LA COMPENSACIÓN SENP DE 2015					
Conceptos	Unidades	BALEARES	CANARIAS	C&M	TOTAL
Previsión producción convencional térmica en b.c. SENP, 2015	GWh	4.064	8.117	412	12.594
Previsión costes variables, 2015	M€	312	1.505	83	1.900
Previsión garantía de potencia, 2015	M€	235	314	48	597
Previsión coste total SENP, 2015 (sin costes adicionales)	M€	547	1.819	131	2.497
PMP estimado con apuntamiento SENP, 2015	€/MWh	52,28	47,12	46,25	48,76
Previsión Compensación total, 2015	M€	334	1.437	112	1.883
Peaje de acceso	M€	2	4	0	6
Impuesto especial	M€	24	-	-	24
Impuesto a la producción (7%)	M€	38	127	9	175
Compensación total ampliada, 2015	M€	399	1.568	121	2.088

Fuente: CNMC

5.3 Compensación extrapeninsular de los ejercicios 2011, 2012 y 2013

Adicionalmente, en respuesta a la solicitud de información de la DGPEM, en los cuadros siguientes se muestra la compensación de los sistemas eléctricos no peninsulares, desagregada por subsistema, correspondiente a los ejercicios 2011, 2012 y 2013, conforme a la última información disponible en la CNMC.

La producción en 2011 alcanzó 14 TWh, con un coste total de explotación de 2.764 M€ (coste variable, 2.058 M€; garantía de potencia, 578 M€ y costes adicionales 128 M€), que resultarían en una compensación por 1.835 M€. Como costes adicionales se contemplan los derivados de la garantía de potencia de grupos pendientes de inscripción, el coste de derechos de emisión, el alquiler de grupos de generación móviles, etc.

En cuanto a los ingresos, los productores percibieron 927 M€ por el despacho y se liquidaron 1.731 M€ en concepto de compensación, que incluyen sendos pagos extraordinarios de 417 M€ y 423 M€ de acuerdo con la disposición adicional tercera de la Orden IET/843/2012 y la disposición adicional segunda de la Orden IET/221/2013, respectivamente. La diferencia entre ingresos y costes alcanza así 104 M€.

Cuadro IV.16. Compensación de los sistemas eléctricos no peninsulares. Año 2011

PREVISIÓN DE LA COMPENSACIÓN SENP DE 2011					
Conceptos	Unidades	BALEARES	CANARIAS	C&M	TOTAL
Producción en b.c. SENP	GWh	5.399	8.284	411	14.094
<i>Producción Endesa, según propuesta cierre 2011</i>	M€	5.399	8.203	411	14.013
<i>Producción COTESA, según propuesta cierre 2011</i>	M€		81		81
Costes variables	M€	537	1.443	78	2.058
Garantía de potencia	M€	244	288	47	578
Coste total SENP (sin costes adicionales)	M€	781	1.731	124	2.636
<i>Costes totales Endesa, según propuesta cierre 2011</i>	M€	781	1.723	124	2.628
<i>Costes totales COTESA, según propuesta cierre 2011</i>	M€		7,93		7,93
Compensación total	M€	420	1.188	98	1.707
Costes adicionales de Endesa	M€	32	90	5	128
Garantía de potencia grupos pendientes de inscripción y/o	M€	0	32	0	32
Costes del alquiler de grupos de generación	M€	2	0	0	2
Coste neto por déficit de derechos de emisión	M€	17	40	2	59
Costes de naturaleza recurrente	M€	-1	14	3	16
Mezclas de combustibles	M€	11	0	0	11
Peaje de acceso	M€	3	4	0	7
Costes adicionales de COTESA	M€		0,04		0,04
Peaje de acceso	M€		0,04		0,04
Compensación total ampliada	M€	452	1.279	104	1.835

INGRESOS SENP DE 2011					
Conceptos	Unidades	BALEARES	CANARIAS	C&M	TOTAL
Ingresos del despacho de los [G]	M€	361	543	26	929
Ingresos a cargo de compensación [H]	M€	407	1.223	101	1.731
Recaudación por cuotas por extrapeninsularidad	M€	213	621	56	891
Cobros de liquidación 14/2011 por ejercicio 2011	M€	124	273	19	417
Cobros de liquidación 13/2012 por ejercicio 2011	M€	70	329	25	423
Ingresos totales percibidos [I = G + H]	M€	768	1.766	127	2.660
Déficit SENP [J = I - D]	M€	-45	-56	-3	-104

Fuente: CNMC

La producción en 2012 alcanzó 13,6 TWh, con un coste total de explotación de 2.681 M€ (coste variable, 2.088 M€ y garantía de potencia, 593 M€), que resultaría en una compensación por 1.810 M€. Como coste adicional se contemplan el derivado de la aplicación del Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre (0,5 €/MWh de energía generada), que ascendería a 7 M€.

En cuanto a los ingresos, los productores percibieron 871 M€ por el despacho y se liquidaron 1.622 M€ en concepto de compensación, de acuerdo con la disposición adicional segunda de la Orden IET/221/2013. La diferencia entre ingresos y costes alcanza así 188 M€.

Cuadro IV.17. Compensación de los sistemas eléctricos no peninsulares. Año 2012

COMPENSACIÓN SENP DE 2012					
Conceptos	Unidades	BALEARES	CANARIAS	C&M	TOTAL
Producción en b.c. SENP	GWh	4.882	8.299	427	13.607
Costes variables	M€	447	1.554	88	2.088
Garantía de potencia	M€	252	294	47	593
Coste total SENP (sin costes adicionales)	M€	698	1.848	135	2.681
Compensación total	M€	376	1.326	108	1.810
Peaje de acceso	M€	2	4	0,21	7
Compensación total ampliada	M€	378	1.330	108	1.817
INGRESOS SENP DE 2012					
Conceptos	Unidades	BALEARES	CANARIAS	C&M	TOTAL
Ingresos del despacho del OS [G]	M€	323	522	26	871
Ingresos a cargo de compensación [H]	M€	345	1.179	98	1.622
Ingresos totales percibidos [I = G + H]	M€	668	1.701	124	2.493
Saldo SENP [J = I - C]	M€	-31	-147	-11	-188

Fuente: CNMC

La producción en 2013 alcanzó 12 TWh. Según los datos obrantes en la CNMC a 6 de noviembre de 2014, los costes totales alcanzaron 2.751 M€, de los cuales 1.739 M€ corresponderían a la compensación; esta última cantidad se ampliaría a 1.938 M€ si se reconocieran los 6 M€ adicionales en concepto de peaje de acceso y otros 193 M€ por el impuesto a la producción (7%). Los ingresos alcanzan un total de 2.591 M€, dando lugar a un déficit de 160 M€.

Cuadro IV.18. Compensación de los sistemas eléctricos no peninsulares. Año 2013

COMPENSACIÓN SENP DE 2013					
Conceptos	Unidades	BALEARES	CANARIAS	C&M	TOTAL
Producción en b.c. SENP	GWh	4.043	7.973	404	12.419
Costes variables	M€	359	1.486	86	1.931
Garantía de potencia	M€	252	294	274	820
Coste total SENP (sin costes adicionales)	M€	612	1.780	360	2.751
Compensación total	M€	340	1.291	109	1.739
Peaje de acceso	M€	2	4	0	6
Impuesto a la producción (7%)	M€	43	125	25	193
Compensación total ampliada	M€	384	1.420	134	1.938
INGRESOS SENP DE 2013					
Conceptos	Unidades	BALEARES	CANARIAS	C&M	TOTAL
Ingresos del despacho del OS [H]	M€	272	489	24	785
Ingresos a cargo de compensación [I]	M€	352	1.341	113	1.806
Ingresos totales percibidos [J = H + I]	M€	624	1.830	137	2.591
Saldo SENP [K = J - C]	M€	13	50	-222	-160

Fuente: CNMC

6 MORATORIA NUCLEAR

La anualidad por la moratoria nuclear, ha de ser suficiente para que el Fondo de Titulización de Activos Resultantes de la Moratoria Nuclear, pueda atender todos sus compromisos de pago.

Desde que con fecha 25 de abril de 2006 se ejecutó la operación de modificación del Fondo de Titulización de Activos resultantes de la Moratoria Nuclear, de acuerdo con los términos establecidos por la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, en su sesión de 30 de marzo de 2006, y por el Real Decreto 470/2006, de 21 de abril, cuya documentación quedó registrada en la CNMV el día 24 de abril de 2006, estos compromisos son los siguiente:

- Un importe trimestral de 15.312 miles de euros de amortización del pasivo del Fondo, que se abonará a los prestamistas junto con los intereses correspondientes del periodo.
- Unos intereses sobre el saldo del Préstamo B (único pendiente de amortización). Según las condiciones de la modificación del Fondo, se suscribieron contratos de permuta financiera (“swaps”) de tipos de interés con las entidades financieras con la finalidad de transformar el tipo de interés variable (EURIBOR+0,03%) en un tipo equivalente fijo. Atendiendo a la información proporcionada por la Sociedad Gestora del Fondo en el año 2007, el tipo fijado en el “swap” el 25 de abril de 2006 es del 3,872%, a lo que hay que sumarle 0,03%, con lo que el tipo final resultante es del 3,902%.
- Un conjunto de gastos y comisiones trimestrales que se estiman en 55 miles €

En la última fecha de pago a inversores, el 26/07/2014, el importe pendiente de cobro del préstamo B asciende a 76.561 M€. Adicionalmente, y según la información aportada por la Sociedad Gestora del Fondo a la CNMC, el saldo de tesorería a dicha fecha, después de atender los compromisos de pago, es de 8.696 M€

De conformidad con estos datos, se estima necesaria una anualidad de 35.760 miles €, para que el Fondo de Titulización de Activos resultantes de la Moratoria Nuclear, pueda atender todos sus compromisos de pago, hasta el 26/10/2015, fecha en la que se amortizará totalmente el préstamo B.

De conformidad con el perfil estimado de entrada y salida de fondos que se adjunta en el cuadro siguiente, dicha anualidad tendría que ser recaudada con cargo a los meses de enero a agosto de 2015 (se asume como estimación que se recauda una octava parte de la anualidad cada mes).

Atendiendo al desfase entre la recaudación de los ingresos del sistema del mes n y el cobro de la cuota por el Fondo (el día 10 del mes $n+2$), la recaudación de enero sería recibida por el Fondo el 10 de marzo de 2015, y la de agosto el 10 de octubre de 2015.

Dado que el préstamo B se amortiza el día 26/10/2015, desde septiembre de 2015, inclusive, dejará de afectarse un porcentaje de los ingresos para recaudar la anualidad de la moratoria nuclear. El último pago que recibirá el Fondo será el del 10 de octubre de 2015.

Cuadro IV. 19. Previsión del perfil de cobros y pagos de la moratoria nuclear

Mes	Año	Saldo Tesorería	Recaudación Estimada	Pagos			
				Amortización	Intereses + Liquidación swap	Gastos y Comisiones	Total
26/07/2014	2014	8.695		15.312	906	55	16.273
Agosto	2014		5.069				
Septiembre	2014		5.450				
Octubre	2014		5.662				
26/10/2014	2014	8.745		15.312	763	55	16.130
Noviembre	2014		5.662				
Diciembre	2014		5.662				
Enero	2015		5.069				
26/01/2015	2015	9.175		15.312	597	55	15.964
Febrero	2015		5.069				
Marzo	2015		4.470				
Abril	2015		4.470				
26/04/2015	2015	7.369		15.312	448	55	15.815
Mayo	2015		4.470				
Junio	2015		4.470				
Julio	2015		4.470				
26/07/2015	2015	5.110		15.312	302	55	15.669
Agosto	2015		4.470				
Septiembre	2015		4.470				
Octubre	2015		4.470				
26/10/2015	2015	3.000		15.312	153	55	15.520

Fuente: CNMC

7 CUOTAS

El importe correspondiente a la tasa de la CNMC y del segundo ciclo de combustible nuclear es el resultado de aplicar las tasas establecidas en la normativa vigente a los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2014 y 2015 (véase Cuadro IV.20).

Cuadro IV.20. Previsión de cierre de 2014 y 2015 del importe correspondiente a la tasa de la CNMC y del segundo ciclo de combustible nuclear

	CUOTAS 2014			CUOTAS 2015	
	Orden IET/1491/2013 (miles €)	Orden IET/107/2014 (miles €)	TOTAL	Orden IET/107/2014	
Previsión de ingresos (1)	1.137.936	12.818.888	13.956.824	13.774.313	

Concepto de coste	1 de enero - 31 de enero		1 de febrero - 31 de diciembre		2014	2015	
	Orden IET/1491/2013 (%)	Importe cuotas (M€)	Orden IET/107/2014 (%)	Importe cuotas (miles €)	Importe cuotas (M€)	Orden IET/107/2014 (%)	Importe cuotas (miles €)
CNMC	0,150	1.707	0,150	19.228	20.935	0,150	20.661
2ª parte de combustible nuclear	0,001	11	0,001	128	140	0,001	138

Fuente: CNMC

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

8 ANUALIDADES PARA LA FINANCIACIÓN DEL DÉFICIT

Déficit de actividades reguladas ejercicio 2005

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 283.471,38 miles de euros. En el Cuadro IV.21 se detallan las hipótesis de cálculo de la anualidad correspondiente al déficit de ingresos en las liquidaciones correspondiente a 2005 que debería imputarse en el ejercicio tarifario 2015. Tanto el tipo de interés como la anualidad, tendrá que ajustarse cuando estén disponibles las cotizaciones del Euribor de noviembre.

Cuadro IV.21. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente al déficit 2005 en 2014

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 provisional 2014	288.356,34	:anualidad prevista 2014 (Orden IET/107/2014)
i(N)2013	0,00226	:euribor medio 3M noviembre 2013, Act 365.
IPPC a 31-12-14	1.694.121,73	:importe provisional pendiente de cobro a 31-12-14
ANUALIDAD 2015 (miles de euros)		
i(N)2014	0,00113	:euribor medio 3M noviembre 2014, Act 365. (Se ha estimado como el promedio del 1 al 15 de septiembre)
p	6	:número de pagos anuales pendientes
Anualidad 2015	283.471,38	:anualidad año 2015

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

Adjudicatarios de la 2ª subasta del déficit ex ante

La anualidad a imputar en 2015 para financiar el déficit adjudicado en la citada subasta, de acuerdo con las condiciones establecidas en la Orden ITC/694/2008, de 7 de marzo, por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta, y se precisa el contenido y las características del derecho de cobro correspondiente a la financiación ex ante del desajuste de ingresos de las actividades reguladas, asciende a 96.057,24 miles de euros. Para calcularla, se ha tomado la media de las cotizaciones diarias del Euribor a tres meses del 1 al 15 de septiembre de 2014 (0,113%) más el diferencial que resultó de la subasta, 65 puntos básicos, resultando un tipo de interés del 0,763%. Tanto el tipo de interés como la anualidad, tendrá que ajustarse cuando estén disponibles las cotizaciones del Euribor de noviembre. (Véase Cuadro IV.22).

Cuadro IV.22. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente a los adjudicatarios de la 2ª subasta de déficit ex ante en 2013

TITULIZACION 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 7de 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

ANUALIDAD 2015 (miles de euros)		
i(N)2014 + difer.	0,00763	:media del euribor a 3 meses de noviembre 2014, Act 365. (Estimado con el promedio del 1 al 15 de septiembre)
p	8,46	: número de pagos anuales pendientes
Anualidad 2014	96.057,24	

Fuente: CNMC y Resolución de 29 de julio de 2013 de la DGPEM

Déficit 2013

La Disposición adicional 18ª de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, reconoce para el año 2013 la existencia de un déficit de ingresos de liquidaciones del sistema eléctrico por importe máximo de 3.600 M€, sin perjuicio de los desajustes temporales que pudieran producirse en el sistema de liquidaciones eléctrico para dicho año.

La liquidación provisional 14 del ejercicio 2013 de la CNMC, de fecha 8 de mayo de 2014, arroja un déficit provisional para el año 2013 de 3.188 M€, inferior en 412 M€ al déficit máximo reconocido.

De conformidad con lo establecido en la Disposición final primera de la Ley 24/2013, con anterioridad al 1 de diciembre de 2014, se realizará una liquidación complementaria de la liquidación provisional 14 del ejercicio 2013, incluyendo las cantidades que hasta esa fecha se hayan incorporado provenientes de las correspondientes partidas de ingresos. El desajuste de ingresos del sistema eléctrico del ejercicio 2013 se determinará, en su caso, a partir de esta liquidación complementaria.

El Déficit 2013 y en su caso, el Desajuste 2013, se financia por las empresas a las que se refiere la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, en la redacción dada por la Disposición final primera de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, aplicando los siguientes porcentajes de reparto:

- Iberdrola, S.A. (35,01%)
- Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. (6,08%)
- Endesa, S.A. (44,16%)
- E.ON España, S.A. (1,00%)
- Gas Natural SDG, S.A. (13,75%)

Según lo establecido en la Disposición adicional 18ª (para el “Déficit 2013”), y en la D.F. 1ª (para el “Desajuste 2013”) de la Ley 24/2013, se generarán derechos de cobro para las empresas financiadoras, que serán recuperados en un plazo de 15 años a contar desde el 1 de enero de 2014, y que serán devueltos reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado, que se fijará en la orden por la que se revisen los peajes y cánones.

Además, la D.A. 18ª de la Ley 24/2013 contempla que los derechos de cobro del Déficit 2013 se podrán ceder de acuerdo con el procedimiento que se determine reglamentariamente por el gobierno.

La Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014, incluye como coste del sistema una anualidad por importe de 280,172 M€, para recuperar el Déficit 2013, a percibir por las empresas financiadoras. Esta anualidad se ha calculado considerando el déficit de 3.600 M€ previsto, un plazo de recuperación de 15 años, y un tipo de interés provisional del 2%.

En el cálculo de la anualidad para 2015, se ha tenido en cuenta el informe de la CNMC, de 11 de septiembre de 2014, relativo al *“Proyecto de Real Decreto por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit 2013 y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de los déficit de ingresos y los desajustes temporales”*.

De conformidad con la metodología propuesta por la CNMC para la determinación del tipo de interés para el Déficit 2013, en condiciones equivalentes a las del mercado, se ha calculado la anualidad para 2015 partiendo de un tipo de interés estimado con la metodología propuesta del 2,553%. A continuación se muestra el detalle del cálculo realizado.

Cuadro IV.23. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente al Déficit 2013

Categoría Derechos de Cobro	Importe pendiente de cobro a 31/12/2013 (€)	Tipo de interés (%)	Intereses (€)	Anualidad 2014 (€)	Importe pendiente de cobro a 31/12/2014 (€)
Derechos de Cobro Déficit 2013	3.600.000.000,00	2,553%	91.908.000	280.172.000,00	3.411.736.000,00
Total eléctricas	3.600.000.000,00			280.172.000,00	3.411.736.000,00

Categoría Derechos de Cobro	Importe pendiente de cobro a 31/12/2014 (€)	Tipo de interés (i)	Nº pagos anuales pendientes (p)	Anualidad 2015 (€)
Derechos de Cobro	3.411.736.000,00	2,553%	14	292.900.396,42
Total eléctricas	3.411.736.000,00			292.900.396,42

Fuente: CNMC

Se indica que la anualidad será debidamente actualizada una vez se disponga del tipo de interés definitivo y de la Liquidación de cierre del ejercicio 2013.

Anualidad correspondiente a FADE

Hasta la fecha actual se han realizado, en total, 48 emisiones de FADE. Once de ellas en 2011 (de la 1ª a la 11ª), 18 en 2012 (de la 12ª a la 29ª), 16 en 2013 (de la 30ª a la 45ª) y 3 en 2014 (de la 46ª a la 48ª). Las empresas eléctricas han cedido derechos de cobro a FADE como consecuencia de todas las emisiones, excepto en las emisiones 23ª, 24ª, 46ª, 47ª y 48ª, y parcialmente en las emisiones 31ª, 40ª y 45ª, que han servido para refinanciar vencimientos de bonos emitidos por FADE.

En este sentido, el importe de las 3 emisiones de FADE realizadas en 2014 se han destinado a refinanciación. No incrementan la deuda del sistema eléctrico con FADE, y por lo tanto no generan ninguna anualidad, sino que únicamente se incorpora un ajuste a la misma dentro del año 2014, en función de la variación de la TIR media ponderada del Fondo, con respecto a la que fue calculada a 30 de noviembre del año anterior.

De acuerdo a esta metodología establecida en el artículo 10 del Real Decreto 437/2010, el ajuste total realizado en 2014 sobre la anualidad de FADE prevista en la Orden IET/107/2014, ha ascendido a **-44.231.832,62 €**. Se compone de:

- Un ajuste de -29.171.095,62 € por la emisión 45ª, de -6.438.046,61 € por la emisión 46ª, y de -8.682.778,82 € por las emisiones 47ª y 48ª. Las tres emisiones se han destinado íntegramente a refinanciación de vencimientos de FADE.

- Un ajuste de 60.088,43 € por la amortización de bonos que realizará FADE el próximo 17/12/2014.

Con todo ello, la anualidad que se liquidará a FADE en 2014, con la mejor previsión disponible a fecha actual, asciende a **2.257.669.670,38 €**.

Para calcular el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2014 de los derechos cedidos a FADE, se ha seguido el procedimiento establecido en el artículo 9.2.ii del R.D. 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico. Los intereses se calculan con el tipo de interés con el que se fijó la anualidad de 2014, y que equivale a la TIR media ponderada de las emisiones vivas a 30 de noviembre de 2013, incluidas comisiones, más 30 puntos básicos.

Cuadro IV.24. Importe pendiente de cobro a 31/12/2014 de los derechos de cobro cedidos a FADE.

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2013 (€)	Tipo de interés (%)	Intereses (€)	Anualidad 2014 (€)	Importe pendiente de cobro a 31/12/2014 (€)
1ª	1.719.594.019,16	4,768%	81.990.242,83	190.654.789,96	1.610.929.472,03
2ª	1.727.610.045,86	4,768%	82.372.446,99	190.603.989,35	1.619.378.503,50
3ª	1.735.127.768,46	4,768%	82.730.892,00	190.386.941,77	1.627.471.718,69
4ª	877.964.353,02	4,768%	41.861.340,35	95.526.700,54	824.298.992,83
5ª	1.342.708.772,54	4,768%	64.020.354,27	142.879.595,78	1.263.849.531,04
6ª	283.752.376,97	4,768%	13.529.313,33	29.971.631,02	267.310.059,29
7ª	86.346.969,80	4,768%	4.117.023,52	9.120.485,78	81.343.507,54
8ª	109.867.008,92	4,768%	5.238.458,99	11.578.620,81	103.526.847,10
9ª	86.367.529,62	4,768%	4.118.003,81	9.091.820,91	81.393.712,52
10ª	514.143.528,06	4,768%	24.514.363,42	54.032.230,81	484.625.660,66
11ª	131.950.937,86	4,768%	6.291.420,72	13.866.951,82	124.375.406,76
12ª	226.263.798,09	4,768%	10.788.257,89	23.633.025,46	213.419.030,52
13ª	204.721.550,83	4,768%	9.761.123,54	21.382.959,47	193.099.714,91
14ª	331.591.560,70	4,768%	15.810.285,61	34.615.211,87	312.786.634,44
15ª	148.911.064,52	4,768%	7.100.079,56	15.536.386,42	140.474.757,65
16ª	146.123.338,21	4,768%	6.967.160,77	15.245.533,67	137.844.965,31
17ª	181.368.559,91	4,768%	8.647.652,94	18.922.784,82	171.093.428,03
18ª	214.367.280,02	4,768%	10.221.031,91	22.353.282,64	202.235.029,30
19ª	528.108.695,57	4,768%	25.180.222,60	55.038.443,15	498.250.475,03
20ª	120.369.790,62	4,768%	5.739.231,62	12.544.701,37	113.564.320,86
21ª	113.803.538,56	4,768%	5.426.152,72	11.847.298,78	107.382.392,50
22ª	771.754.556,49	4,768%	36.797.257,25	80.209.485,74	728.342.328,00
25ª	73.362.948,03	4,768%	3.497.945,36	7.354.211,14	69.506.682,25
26ª	106.344.725,17	4,768%	5.070.516,50	10.649.511,64	100.765.730,03
27ª	1.661.622.144,83	4,768%	79.226.143,87	165.887.814,60	1.574.960.474,10
28ª	94.632.219,35	4,768%	4.512.064,22	9.437.981,63	89.706.301,93
29ª	153.100.860,83	4,768%	7.299.849,04	15.246.009,29	145.154.700,58
30ª	159.928.792,81	4,768%	7.625.404,84	15.909.819,10	151.644.378,55
31ª Cesión	665.523.538,81	4,768%	31.732.162,33	66.073.092,41	631.182.608,73
32ª	84.080.185,99	4,768%	4.008.943,27	8.318.167,13	79.770.962,12
33ª	162.270.204,91	4,768%	7.737.043,37	16.045.580,35	153.961.667,93
34ª	65.195.813,08	4,768%	3.108.536,37	6.446.683,53	61.857.665,92
35ª	92.658.137,24	4,768%	4.417.939,98	9.153.057,12	87.923.020,10
36ª	84.667.545,65	4,768%	4.036.948,58	8.338.779,26	80.365.714,97
37ª	1.439.486.582,69	4,768%	68.634.720,26	141.702.552,17	1.366.418.750,78
38ª	72.487.732,43	4,768%	3.456.215,08	7.118.039,39	68.825.908,12
39ª	1.736.092.485,69	4,768%	82.776.889,72	169.975.566,27	1.648.893.809,13
40ª Cesión	61.223.393,12	4,768%	2.919.131,38	5.988.323,55	58.154.200,96
41ª	1.972.423.108,18	4,768%	94.045.133,80	189.162.634,27	1.877.305.607,71
42ª	261.985.252,31	4,768%	12.491.456,83	25.089.915,46	249.386.793,68
43ª	439.368.427,10	4,768%	20.949.086,60	42.077.623,06	418.239.890,65
44ª	301.363.789,72	4,768%	14.369.025,49	28.861.136,04	286.871.679,18
45ª Cesión	1.089.241.285,37	4,768%	51.935.024,49	104.022.133,62	1.037.154.176,23
Total FADE	22.379.876.217,09		1.067.072.498,03	2.301.901.502,97	21.145.047.212,15

Fuente: CNMC

Una vez obtenido el importe pendiente de cobro, se ha calculado la anualidad para 2015 aplicando la fórmula del artículo 10.1 del R.D. 437/2010, teniendo en cuenta el número de pagos anuales pendientes para la satisfacción del derecho (que varía entre 11,07 años para la emisión 1ª y 13,85 años para la emisión 45ª, y el tipo de interés de actualización, que asciende al 4,532 %.

Este tipo de interés se ha calculado siguiendo la fórmula del artículo 8.2 del R.D. 437/2010, como la tasa interna de rendimiento (TIR) media ponderada de las emisiones vivas a 30 de noviembre de 2014, incluidas comisiones, más un diferencial de 30 puntos básicos.

El tipo de interés se ha calculado con los datos disponibles a fecha actual, pero dado que no se esperan refinanciaciones de FADE ni amortizaciones de bonos antes del 30 de noviembre, se considera que el tipo de interés calculado a fecha actual, coincidirá con el que la Sociedad Gestora del Fondo de Titulización comunique por escrito a la CNMC en fecha 30 de noviembre de 2014, en los términos establecidos en el artículo 10.1 del R.D. 437/2010.

La anualidad de FADE para 2015 que se muestra en el siguiente cuadro, estará sometida a los ajustes derivados de emisiones para refinanciación y amortizaciones de bonos, que se produzcan durante el ejercicio 2015.

Cuadro IV.25. Anualidades provisionales para 2015 por los derechos de cobro cedidos a FADE

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2014 (€)	Tipo de interés (i)	Nº pagos anuales pendientes (p)	Anualidad 2015 (€)
1ª	1.610.929.472,03	4,532%	11,07	188.272.133,59
2ª	1.619.378.503,50	4,532%	11,15	188.207.823,47
3ª	1.627.471.718,69	4,532%	11,24	187.977.635,40
4ª	824.298.992,83	4,532%	11,38	94.305.471,17
5ª	1.263.849.531,04	4,532%	11,76	141.003.067,30
6ª	267.310.059,29	4,532%	11,89	29.574.428,45
7ª	81.343.507,54	4,532%	11,89	8.999.615,46
8ª	103.526.847,10	4,532%	11,93	11.424.750,56
9ª	81.393.712,52	4,532%	11,95	8.970.832,10
10ª	484.625.660,66	4,532%	11,98	53.311.720,73
11ª	124.375.406,76	4,532%	11,98	13.682.038,51
12ª	213.419.030,52	4,532%	12,09	23.315.513,39
13ª	193.099.714,91	4,532%	12,09	21.095.677,26
14ª	312.786.634,44	4,532%	12,10	34.149.837,81
15ª	140.474.757,65	4,532%	12,11	15.327.370,58
16ª	137.844.965,31	4,532%	12,11	15.040.430,76
17ª	171.093.428,03	4,532%	12,11	18.668.210,71
18ª	202.235.029,30	4,532%	12,12	22.052.353,50
19ª	498.250.475,03	4,532%	12,13	54.296.991,97
20ª	113.564.320,86	4,532%	12,13	12.375.705,25
21ª	107.382.392,50	4,532%	12,15	11.687.482,15
22ª	728.342.328,00	4,532%	12,18	79.125.294,67
25ª	69.506.682,25	4,532%	12,86	7.250.286,97
26ª	100.765.730,03	4,532%	12,88	10.498.829,65
27ª	1.574.960.474,10	4,532%	12,94	163.531.711,50
28ª	89.706.301,93	4,532%	12,96	9.303.764,95
29ª	145.154.700,58	4,532%	12,99	15.028.787,57
30ª	151.644.378,55	4,532%	13,01	15.682.854,75
31ª Cesión	631.182.608,73	4,532%	13,05	65.128.150,65
32ª	79.770.962,12	4,532%	13,12	8.198.684,84
33ª	153.961.667,93	4,532%	13,13	15.814.958,09
34ª	61.857.665,92	4,532%	13,13	6.354.025,69
35ª	87.923.020,10	4,532%	13,15	9.021.337,30
36ª	80.365.714,97	4,532%	13,21	8.218.331,25
37ª	1.366.418.750,78	4,532%	13,22	139.654.491,70
38ª	68.825.908,12	4,532%	13,27	7.014.843,60
39ª	1.648.893.809,13	4,532%	13,33	167.502.221,01
40ª Cesión	58.154.200,96	4,532%	13,35	5.901.079,86
41ª	1.877.305.607,71	4,532%	13,76	186.338.042,49
42ª	249.386.793,68	4,532%	13,79	24.714.607,00
43ª	418.239.890,65	4,532%	13,79	41.448.203,33
44ª	286.871.679,18	4,532%	13,79	28.429.415,64
45ª Cesión	1.037.154.176,23	4,532%	13,85	102.460.615,08
Total FADE	21.145.047.212,15			2.270.359.627,71

Fuente: CNMC

9 PAGOS POR CAPACIDAD

De acuerdo con la aplicación de la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y la *Orden IET/107/2014, de 31 de enero*, se ha realizado la estimación de los costes derivados del derecho de cobro de pagos por capacidad para los años 2014 y 2015, suponiendo que se prorroga a 2015 la aplicación del servicio de disponibilidad en las mismas condiciones que en 2014.

Se estiman unos derechos de cobro por incentivo a la inversión e incentivo a la disponibilidad de 444.244 miles € y 434.267 miles €, para los años 2014 y 2015 respectivamente. En la estimación de los pagos por capacidad para el cierre del ejercicio 2014 se han tenido en cuenta los pagos liquidados por el operador del sistema durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2014.

A efectos del cobro del incentivo a la inversión, se ha tenido en cuenta la finalización de los derechos de aquellas unidades cuyo plazo de cobro expira en el periodo estudiado.

A efectos del cobro del servicio de disponibilidad en 2015, se ha tenido en cuenta el criterio según el cual las centrales acreditarán una potencia media disponible anual equivalente al 90% de su potencia neta en las horas de los periodos tarifarios 1 y 2, es decir, se ha considerado el cumplimiento total de los requisitos establecidos para su cobro.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriores, el cuadro siguiente recoge las estimaciones realizadas de los derechos de cobro por incentivo a la inversión e incentivo a la disponibilidad.

Cuadro IV.26. Derecho de cobro de los Pagos por capacidad estimados para los años 2014 y 2015

Miles de €	Estimación 2014	Estimación 2015
Incentivo inversión	263.240	254.572
Pago disponibilidad	180.971	179.695
Total	444.211	434.267

Fuente: CNMC y OS

10 SOBRECOSTE DEL MECANISMO DE SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES POR GARANTÍA DE SUMINISTRO

El sobrecoste estimado resultante de la aplicación del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro establecido en el Real Decreto 134/2010 para el cierre del ejercicio 2014 asciende a 194.900 miles de €. Dicho importe se ha calculado teniendo en cuenta el volumen de producción registrado en las liquidaciones correspondientes a los tres primeros trimestres del ejercicio (11.122 GWh), el volumen de producción indicado por el Operador del Sistema en el Informe diario del proceso de solución de restricciones por garantía de suministro para el mes de octubre de 2014 (1.553 GWh) y la producción prevista por el Operador del Sistema para los meses de noviembre y diciembre de 2014 (2.549 GWh). Los costes unitarios de retribución de la energía para 2014 son los establecidos en la Resolución de 30 de diciembre de 2013 y en la corrección de errores de dicha Resolución publicada con fecha 8 de enero de 2014 en el Boletín Oficial del Estado. El precio medio ponderado del mercado previsto para los meses de noviembre y diciembre, se ha calculado aplicando un factor de apuntamiento del 3% al precio medio aritmético previsto para esos mismos meses²⁹.

Cuadro IV.27. Coste del mecanismo de Restricciones por garantía de suministro en 2014

Año	Coste del mecanismo de restricciones por garantía de suministro (Miles €)
2014	194.900

Fuente: CNMC y OS

Adicionalmente se indica que, una vez se apruebe la Resolución de la DGPEM por la que se establece el procedimiento de cálculo de los costes reales para la realización de la liquidación definitiva anual del año 2011 del mecanismo de restricciones por garantía de suministro (RGS), actualmente en trámite de audiencia, esta Comisión procederá a realizar la liquidación definitiva de 2011.

A estos efectos, las empresas titulares han remitido a esta Comisión las auditorías correspondientes a los costes incurridos durante el año 2011 por las centrales adscritas al mecanismo de RGS. Dado que está pendiente aún de analizar por la CNMC la procedencia del reconocimiento de las inversiones realizadas en ese año a efectos de su retribución, se estima que la liquidación definitiva podría suponer la devolución por parte de los titulares de entre 40 y

²⁹ Precios medios ponderados previstos para los meses de noviembre y diciembre de 2014: 52,14 €/MWh y 52,34 €/MWh respectivamente (precio medio aritmético: 50,62 €/MWh y 50,82 €/MWh respectivamente).

65 millones de euros³⁰, en función de que se consideren o no estas inversiones. Este importe debería ser liquidado por el operador del sistema una vez que sea informado por la CNMC³¹, por lo que, probablemente, este importe será incorporado en la liquidación de los pagos de capacidad correspondientes a 2014.

³⁰ Estas estimaciones se han realizado aplicando el criterio de prorrateo temporal introducido en la Propuesta de Resolución de la DGPEM por la que se establece el procedimiento de cálculo de los costes reales para la realización de la liquidación definitiva anual del año 2011 del mecanismo de restricciones por garantía de suministro (RGS), que está siendo actualmente informada por esta Comisión, al igual que el resto de criterios allí previstos.

³¹ Procedimiento de Operación 14.5:

“8. Regularizaciones por exceso o defecto de la retribución por garantía de suministro

A efectos de lo dispuesto en el párrafo anterior el operador del sistema comunicará a la Comisión Nacional de Energía la información que le sea requerida.

Los excesos o defectos de retribución a los que se refiere el Anexo II del Real Decreto 134/2010 que sean comunicados por la Comisión Nacional de la Energía al operador del sistema con posterioridad al cierre de la Liquidación Final Definitiva de un mes, se incluirán en la siguiente liquidación de cualquier mes.

Las obligaciones de pago liquidadas con el operador del sistema por este concepto en el mes M no tendrán la consideración de fondo disponible para las liquidaciones realizadas en el mes M.”

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

Cuadro V.1. Nº de clientes, potencia facturada y consumo de los clientes acogidos a PVPC. Subsistema peninsular

AÑO 2013

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	14.645.517	55.064.358	31.916.024
PVPC con DH	741.694	3.837.254	4.969.913
PVPC con DHS	742	2.374	4.173
Total	15.387.953	58.903.986	36.890.110

AÑO 2014

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	13.290.750	51.132.473	26.878.394
PVPC con DH	659.405	3.671.684	4.192.651
PVPC con DHS	1.619	6.226	9.894
Total	13.951.774	54.810.383	31.080.939

AÑO 2015

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	11.657.871	44.301.569	23.298.480
PVPC con DH	561.602	3.227.552	3.482.699
PVPC con DHS	3.818	12.538	26.112
Total	12.223.291	47.541.659	26.807.291

Fuente: CNMC

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

AÑO 2013

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	399.760	2.008.389	1.226.023
PVPC con DH	4.745	33.312	53.921
PVPC con DHS	25	148	105
Total	404.530	2.041.848	1.280.048

AÑO 2014

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	355.815	1.790.610	998.538
PVPC con DH	6.372	36.067	50.970
PVPC con DHS	18	94	61
Total	362.204	1.826.771	1.049.569

AÑO 2015

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	305.698	1.540.922	935.208
PVPC con DH	4.294	24.600	29.458
PVPC con DHS	18	80	46
Total	310.009	1.565.602	964.711

Fuente: CNMC

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

AÑO 2013

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	864.155	3.392.749	2.037.816
PVPC con DH	52	292	383
PVPC con DHS	18	100	43
Total	864.225	3.393.140	2.038.241

AÑO 2014

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	767.999	2.967.346	1.747.465
PVPC con DH	4.258	22.810	74.391
PVPC con DHS	20	100	36
Total	772.277	2.990.256	1.821.892

AÑO 2015

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	662.633	2.967.346	1.747.465
PVPC con DH	4.258	22.810	74.391
PVPC con DHS	20	100	36
Total	666.912	2.990.256	1.821.892

Fuente: CNMC

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

AÑO 2013

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

AÑO 2014

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

AÑO 2015

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

Fuente: CNMC

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

AÑO 2013

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

AÑO 2014

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

AÑO 2015

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

Fuente: CNMC

