



**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**

**26 de noviembre de 2014**

**INF/DE/0139/14**

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

<b>Resumen ejecutivo</b>	<b>3</b>
<b>1. Objeto del informe</b>	<b>8</b>
<b>2. Consideraciones previas</b>	<b>8</b>
<b>3. Previsiones sobre las variables de facturación, ingresos y costes para el cierre de 2014 y 2015</b>	<b>9</b>
3.1. Previsiones sobre las variables de facturación para el cierre de 2014 y 2015	9
3.1.1. Previsión de cierre 2014	9
3.1.2. Previsión 2015	22
3.2. Previsión de los ingresos regulados para el cierre de 2014 y 2015	26
3.2.1. Previsión de cierre 2014	26
3.2.2. Previsión 2015	30
3.3. Previsión de costes regulados para el cierre de 2014 y 2015	33
3.3.1. Previsión de cierre 2014	33
3.3.2. Previsión 2015	38
<b>4. Suministro de último recurso</b>	<b>42</b>
4.1. Información relativa a los consumidores acogidos a PVPC	42
4.2. Información relativa a los consumidores a los que se les aplica bono social	45
4.3. Información relativa a los consumidores en régimen transitorio	52
<b>5. Otra información</b>	<b>52</b>
5.1. Información sobre el número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación desagregado por Comunidades y Ciudades Autónomas	52
5.2. Regularización del término DIF	53
5.3. Moratoria Nuclear	54
5.4. Aplicación de la Circular 3/2014	56
<b>ANEXO I: ESCENARIO DE DEMANDA EN CONSUMO DESAGREGADAS POR SUBSISTEMA PARA EL CIERRE DE 2014 Y 2015</b>	<b>59</b>
<b>ANEXO II: INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2014 Y 2015 DESGLOSADOS ENTRE EL SISTEMA PENINSULAR Y LOS SUBSISTEMAS INSULARES Y PENINSULARES</b>	<b>66</b>
<b>ANEXO III. PREVISIÓN DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY 15/2012 Y LAS SUBASTAS DE LOS DERECHOS DE CO<sub>2</sub> PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2014 Y 2015</b>	<b>69</b>
<b>ANEXO IV. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2014 Y 2015</b>	<b>77</b>
<b>ANEXO V. PREVISIÓN SOBRE EL NÚMERO DE CLIENTES, POTENCIAS CONTRATADAS Y CONSUMOS DE LOS CLIENTES ACOGIDOS A PVPC DESAGREGADAS POR SUBSISTEMA</b>	<b>117</b>

**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 CO<sub>2</sub>, 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 CO<sub>2</sub>.

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 aportada<sup>1</sup> en septiembre de 2014, el OS estima que la demanda en

---

<sup>1</sup> 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.

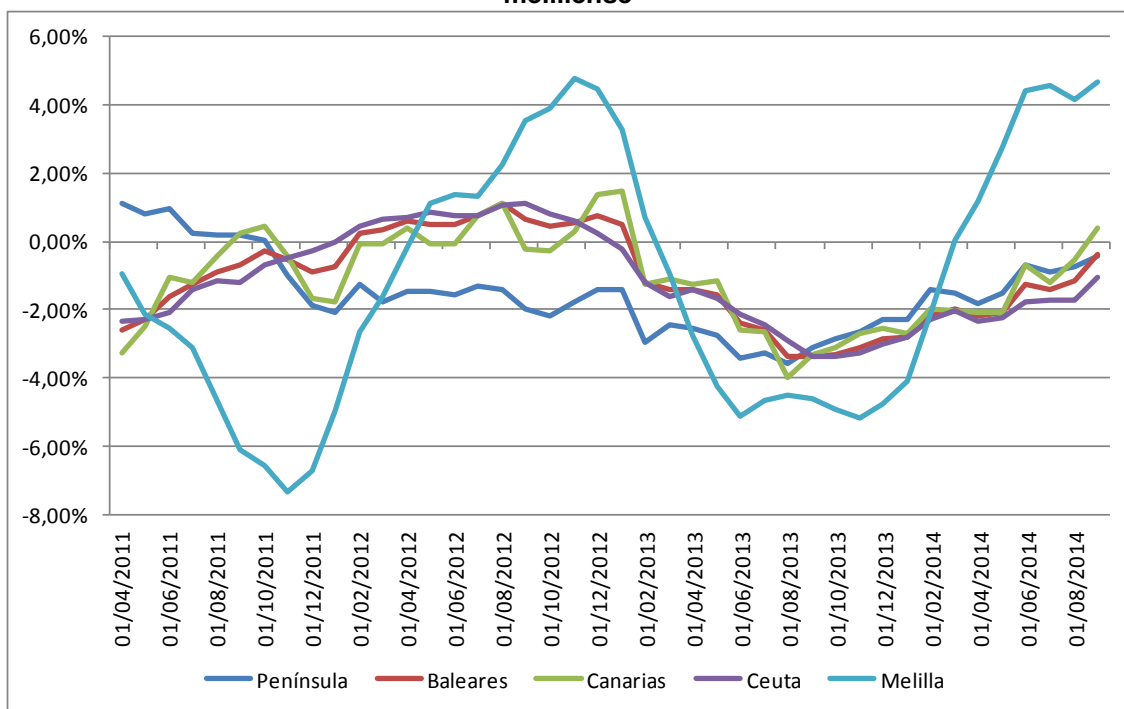
**Cuadro 1. Demanda en b.c. de 2013, últimos doce meses y previsión del Operador del Sistema de la demanda en b.c. para el cierre de 2014**

Sistema	2013 (GWh)	Últimos doce meses (oct 2013- sep 2014)		Previsión OS de cierre 2014	
		GWh	% variación respecto 2013	GWh	% variación respecto 2013
<b>Peninsular</b>	<b>246.313</b>	<b>244.564</b>	<b>-0,7%</b>	<b>246.313</b>	<b>0,0%</b>
<b>No peninsular</b>	<b>14.710</b>	<b>14.629</b>	<b>-0,5%</b>	<b>14.481</b>	<b>-1,6%</b>
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%
<b>Total Nacional</b>	<b>261.023</b>	<b>259.193</b>	<b>-0,7%</b>	<b>260.794</b>	<b>-0,1%</b>

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
<b>Baja tensión</b>	<b>105.448</b>	<b>3.869</b>	<b>4.870</b>	<b>129</b>	<b>136</b>	<b>114.452</b>
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
						-
<b>Media tensión</b>	<b>66.472</b>	<b>1.205</b>	<b>2.947</b>	<b>56</b>	<b>68</b>	<b>70.748</b>
3.1 A	14.388	401	728	12	16	15.544
6.1	52.084	805	2.219	44	51	55.204
						-
<b>Alta tensión</b>	<b>49.132</b>	<b>90</b>	<b>179</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>49.401</b>
6.2	16.132	90	179	-	-	16.401
6.3	9.215	-	-	-	-	9.215
6.4 (2)	23.785	-	-	-	-	23.785
<b>Total</b>	<b>221.052</b>	<b>5.164</b>	<b>7.997</b>	<b>185</b>	<b>204</b>	<b>234.601</b>

	Previsión de cierre 2014 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>101.028</b>	<b>3.843</b>	<b>4.804</b>	<b>129</b>	<b>137</b>	<b>109.942</b>
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
						-
<b>Media tensión</b>	<b>67.105</b>	<b>1.205</b>	<b>2.932</b>	<b>66</b>	<b>69</b>	<b>71.377</b>
3.1 A	14.484	399	720	12	17	15.631
6.1	52.621	806	2.212	54	53	55.746
						-
<b>Alta tensión</b>	<b>50.148</b>	<b>83</b>	<b>165</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>50.396</b>
6.2	16.438	83	165	-	-	16.686
6.3	9.593	-	-	-	-	9.593
6.4 (2)	24.117	-	-	-	-	24.117
<b>Total</b>	<b>218.282</b>	<b>5.131</b>	<b>7.901</b>	<b>195</b>	<b>207</b>	<b>231.715</b>

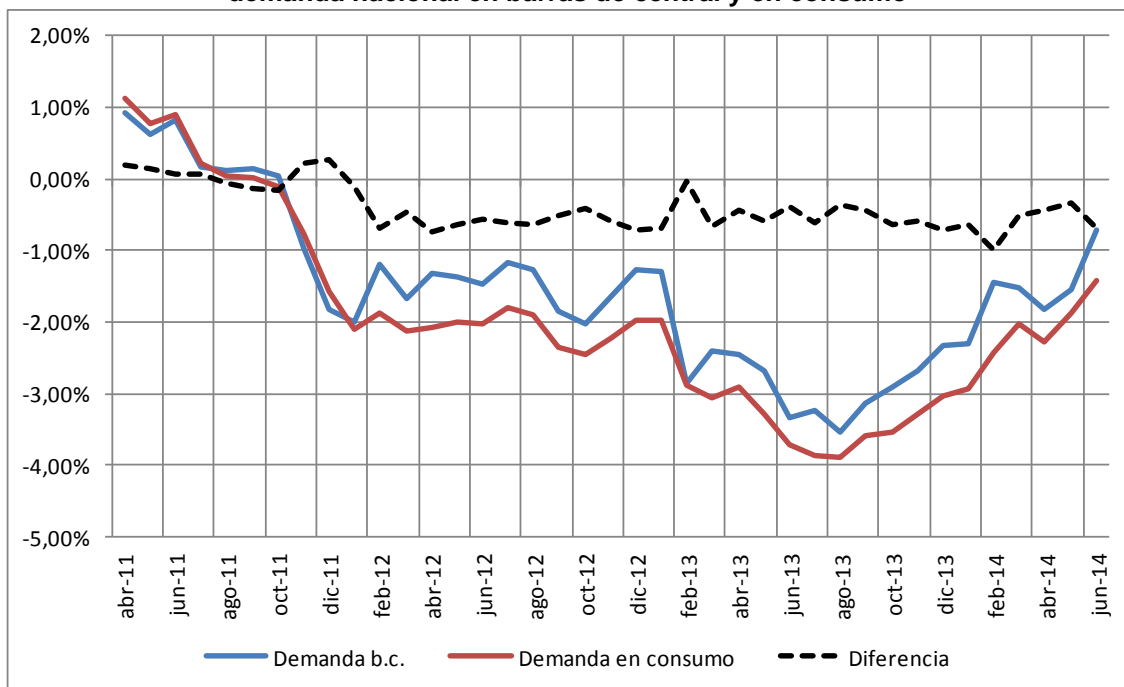
	% variación 2014 sobre 2013					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>-4,2%</b>	<b>-0,7%</b>	<b>-1,4%</b>	<b>0,1%</b>	<b>1,1%</b>	<b>-3,9%</b>
Pc (1) < 10 kW	-5,2%	-1,0%	-1,7%	-1,0%	0,4%	-4,9%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	-4,8%	-1,0%	-1,5%	-2,6%	0,8%	-4,6%
Pc > 15 kW	-2,0%	-0,1%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

Fuente: Empresas

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Tránsito 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
<b>Baja tensión</b>	<b>79.093</b>	<b>26.906</b>	<b>8.453</b>			
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			
<b>Media tensión</b>	<b>8.213</b>	<b>12.304</b>	<b>9.011</b>	<b>5.011</b>	<b>7.341</b>	<b>28.868</b>
3.1 A	3.461	6.154	5.929			
6.1	4.751	6.151	3.082	5.011	7.341	28.868
<b>Alta tensión</b>	<b>2.903</b>	<b>4.354</b>	<b>2.055</b>	<b>3.558</b>	<b>5.248</b>	<b>31.282</b>
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
<b>Total</b>	<b>90.209</b>	<b>43.564</b>	<b>19.519</b>	<b>8.569</b>	<b>12.589</b>	<b>60.151</b>

Consumo por periodo horario (GW). Previsión de cierre 2014						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja tensión</b>	<b>75.385</b>	<b>26.249</b>	<b>8.308</b>	-	-	-
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	-	-	-
<b>Media tensión</b>	<b>8.493</b>	<b>12.574</b>	<b>9.393</b>	<b>5.475</b>	<b>7.988</b>	<b>27.455</b>
3.1 A	3.450	6.163	6.018			
6.1	5.043	6.411	3.375	5.475	7.988	27.455
<b>Alta tensión</b>	<b>3.230</b>	<b>4.725</b>	<b>2.459</b>	<b>4.253</b>	<b>6.176</b>	<b>29.553</b>
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
<b>Total</b>	<b>87.108</b>	<b>43.548</b>	<b>20.160</b>	<b>9.728</b>	<b>14.164</b>	<b>57.007</b>

% variación 2014 sobre 2013						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja tensión</b>	<b>-4,7%</b>	<b>-2,4%</b>	<b>-1,7%</b>			
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%			
<b>Media tensión</b>	<b>3,4%</b>	<b>2,2%</b>	<b>4,2%</b>	<b>9,3%</b>	<b>8,8%</b>	<b>-4,9%</b>
3.1 A	-0,3%	0,2%	1,5%			
6.1	6,1%	4,2%	9,5%	9,3%	8,8%	-4,9%
<b>Alta tensión</b>	<b>11,2%</b>	<b>8,5%</b>	<b>19,7%</b>	<b>19,5%</b>	<b>17,7%</b>	<b>-5,5%</b>
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%
<b>Total</b>	<b>-3,4%</b>	<b>0,0%</b>	<b>3,3%</b>	<b>13,5%</b>	<b>12,5%</b>	<b>-5,2%</b>

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)<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> 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
<b>Baja tensión</b>	<b>153.686</b>	<b>27.053</b>	<b>27.412</b>			
Pc (1) < 10 kW	115.400					
10 kW < Pc ≤ 15 kW	11.301					
Pc > 15 kW	26.985	27.053	27.412			
<b>Media tensión</b>	<b>22.366</b>	<b>23.090</b>	<b>24.020</b>	<b>15.840</b>	<b>15.943</b>	<b>19.455</b>
3.1 A	7.107	7.531	8.276			
6.1	15.259	15.558	15.744	15.840	15.943	19.455
<b>Alta tensión</b>	<b>8.457</b>	<b>9.124</b>	<b>9.357</b>	<b>9.606</b>	<b>9.671</b>	<b>11.436</b>
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
<b>Total</b>	<b>184.509</b>	<b>59.266</b>	<b>60.789</b>	<b>25.447</b>	<b>25.614</b>	<b>30.892</b>

	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión de cierre 2014					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja tensión</b>	<b>148.965</b>	<b>25.407</b>	<b>25.874</b>			
Pc (1) < 10 kW	112.644					
10 kW < Pc ≤ 15 kW	11.013					
Pc > 15 kW	25.309	25.407	25.874			
<b>Media tensión</b>	<b>20.821</b>	<b>21.527</b>	<b>22.557</b>	<b>14.685</b>	<b>14.795</b>	<b>18.551</b>
3.1 A	6.673	7.101	7.966	-	-	-
6.1	14.148	14.425	14.591	14.685	14.795	18.551
<b>Alta tensión</b>	<b>8.358</b>	<b>8.991</b>	<b>9.211</b>	<b>9.411</b>	<b>9.484</b>	<b>11.230</b>
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
<b>Total</b>	<b>178.144</b>	<b>55.925</b>	<b>57.641</b>	<b>24.096</b>	<b>24.279</b>	<b>29.781</b>

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

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%<sup>3</sup>, 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.

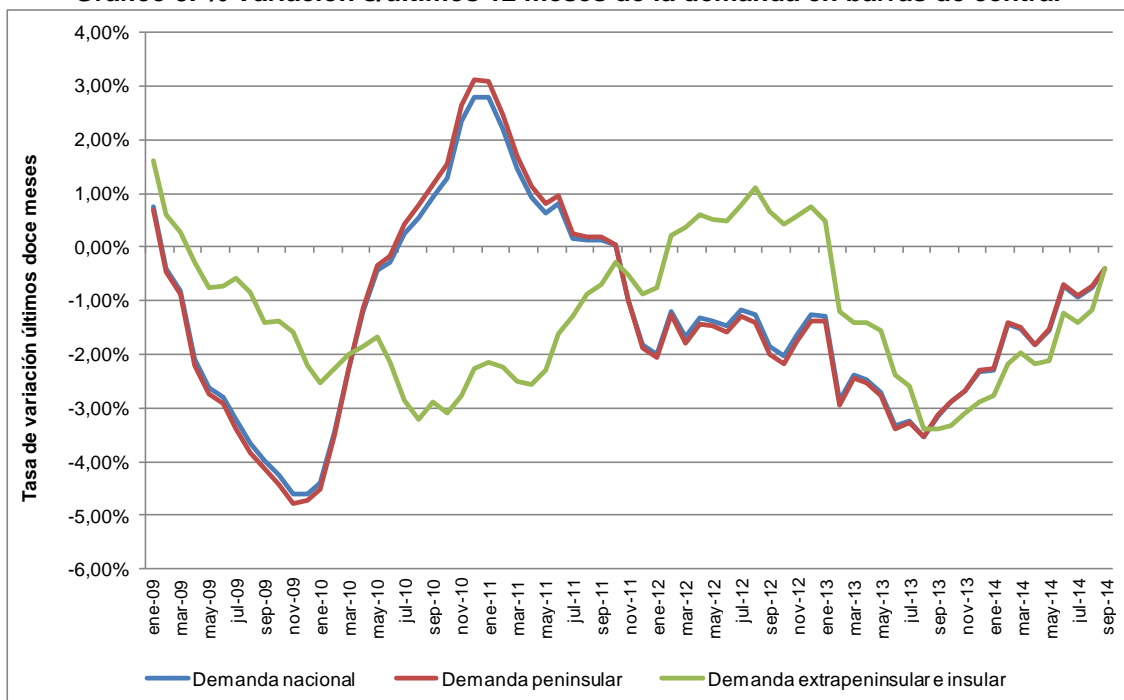
**Cuadro 5. Evolución de la demanda nacional en b.c.**

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	
<b>Anual</b>	<b>267.227</b>	<b>261.023</b>	<b>193.636</b>						

Fuente: REE

<sup>3</sup> 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**



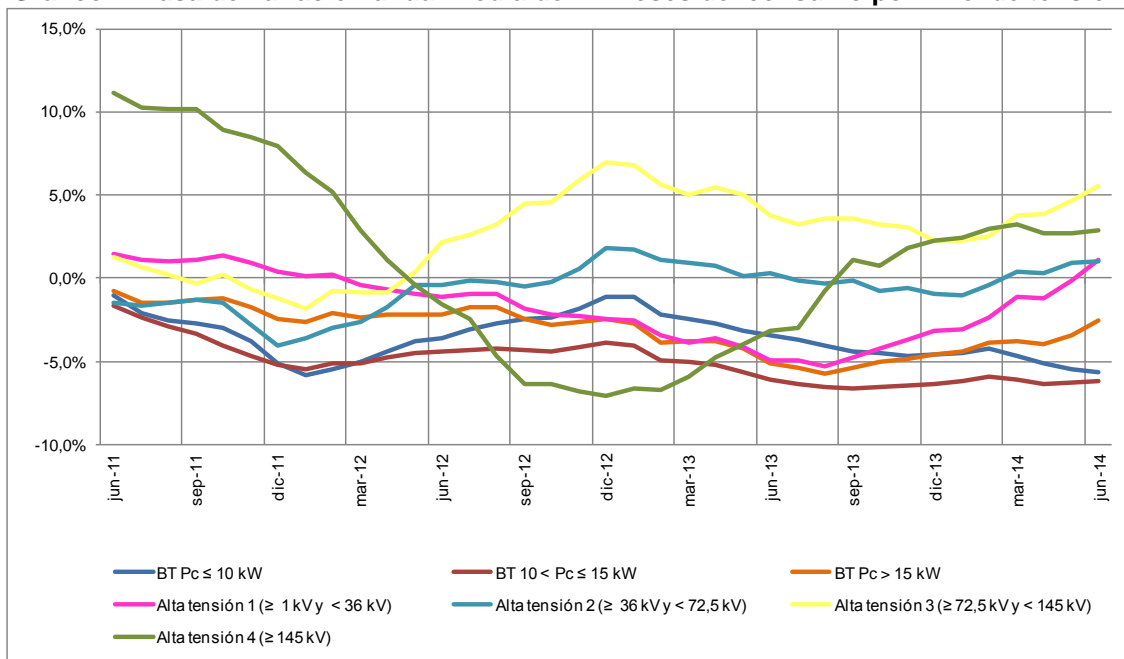
Fuente: REE

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

Año		Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1	Alta tensión 2	Alta tensión 3	Alta tensión 4	TOTAL
		Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW	(≥ 1 kV y < 36 kV)	(≥ 36 kV y < 72,5 kV)	(≥ 72,5 kV y < 145 kV)	(≥ 145 kV)	
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**



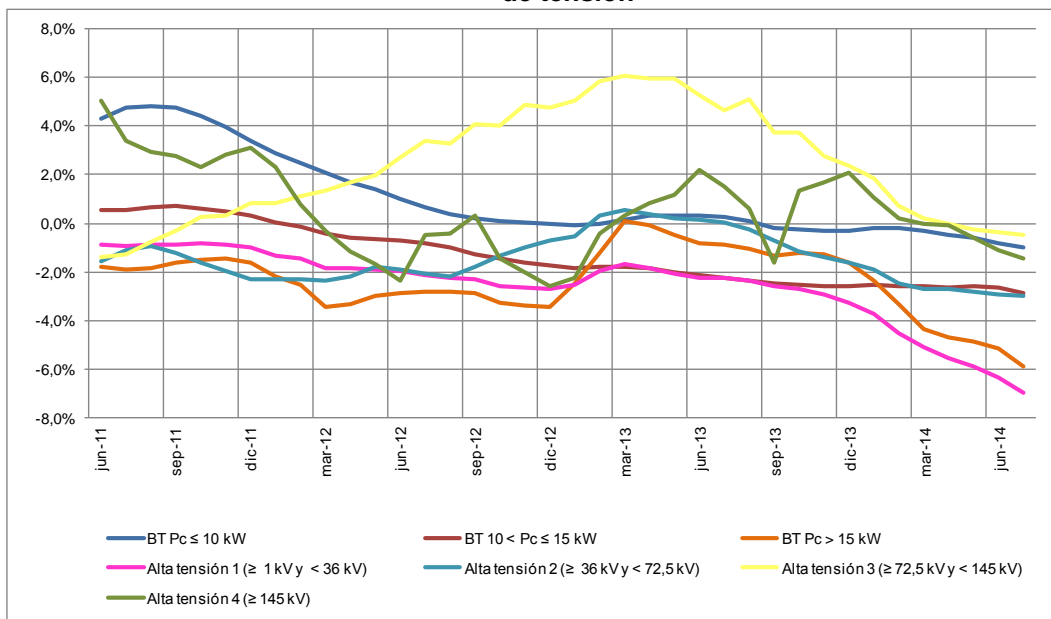
Fuente: CNMC

**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		
<b>Nº clientes</b>														
<b>Baja tensión</b>	<b>28.578.374</b>	<b>153.686</b>	<b>27.053</b>	<b>27.412</b>			<b>79.093</b>	<b>26.905</b>	<b>8.454</b>				<b>114.452</b>	
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	
<b>Media tensión</b>	<b>106.163</b>	<b>22.366</b>	<b>23.090</b>	<b>24.020</b>	<b>15.840</b>	<b>15.943</b>	<b>19.455</b>	<b>8.213</b>	<b>12.304</b>	<b>9.011</b>	<b>5.011</b>	<b>7.341</b>	<b>28.868</b>	<b>70.748</b>
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	19.455	4.751	6.151	3.082	5.011	7.341	28.868	55.204
<b>Alta tensión</b>	<b>2.585</b>	<b>8.457</b>	<b>9.124</b>	<b>9.357</b>	<b>9.606</b>	<b>9.671</b>	<b>11.436</b>	<b>2.903</b>	<b>4.354</b>	<b>2.055</b>	<b>3.558</b>	<b>5.248</b>	<b>31.282</b>	<b>49.401</b>
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
<b>Total</b>	<b>28.687.122</b>	<b>184.509</b>	<b>59.266</b>	<b>60.789</b>	<b>25.447</b>	<b>25.614</b>	<b>30.892</b>	<b>90.209</b>	<b>43.563</b>	<b>19.520</b>	<b>8.569</b>	<b>12.589</b>	<b>60.151</b>	<b>234.601</b>

	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		
<b>Nº clientes</b>														
<b>Baja tensión</b>	<b>28.680.936</b>	<b>146.419</b>	<b>23.652</b>	<b>23.069</b>			<b>74.770</b>	<b>26.263</b>	<b>8.297</b>				<b>109.330</b>	
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	
<b>Media tensión</b>	<b>105.903</b>	<b>20.566</b>	<b>21.503</b>	<b>22.144</b>	<b>14.685</b>	<b>14.795</b>	<b>18.551</b>	<b>8.385</b>	<b>12.984</b>	<b>9.521</b>	<b>5.281</b>	<b>7.665</b>	<b>28.968</b>	<b>72.804</b>
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
<b>Alta tensión</b>	<b>2.594</b>	<b>8.358</b>	<b>8.991</b>	<b>9.211</b>	<b>9.411</b>	<b>9.484</b>	<b>11.230</b>	<b>3.329</b>	<b>4.798</b>	<b>2.166</b>	<b>3.728</b>	<b>5.676</b>	<b>30.698</b>	<b>50.396</b>
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
<b>Total</b>	<b>28.789.433</b>	<b>175.342</b>	<b>54.146</b>	<b>54.424</b>	<b>24.096</b>	<b>24.279</b>	<b>29.781</b>	<b>86.484</b>	<b>44.046</b>	<b>19.984</b>	<b>9.009</b>	<b>13.341</b>	<b>59.666</b>	<b>232.530</b>

% 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		
<b>Nº clientes</b>														
<b>Baja tensión</b>	<b>0,4%</b>	<b>-4,7%</b>	<b>-12,6%</b>	<b>-15,8%</b>			<b>-5,5%</b>	<b>-2,4%</b>	<b>-1,9%</b>				<b>-4,5%</b>	
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%	
<b>Media tensión</b>	<b>-0,2%</b>	<b>-8,0%</b>	<b>-6,9%</b>	<b>-7,8%</b>	<b>-7,3%</b>	<b>-7,2%</b>	<b>-4,6%</b>	<b>2,1%</b>	<b>5,5%</b>	<b>5,7%</b>	<b>5,4%</b>	<b>4,4%</b>	<b>0,3%</b>	<b>2,9%</b>
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%
<b>Alta tensión</b>	<b>0,4%</b>	<b>-1,2%</b>	<b>-1,5%</b>	<b>-1,6%</b>	<b>-2,0%</b>	<b>-1,9%</b>	<b>-1,8%</b>	<b>14,7%</b>	<b>10,2%</b>	<b>5,4%</b>	<b>4,8%</b>	<b>8,1%</b>	<b>-1,9%</b>	<b>2,0%</b>
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%
<b>Total</b>	<b>0,4%</b>	<b>-5,0%</b>	<b>-8,6%</b>	<b>-10,5%</b>	<b>-5,3%</b>	<b>-5,2%</b>	<b>-3,6%</b>	<b>-4,1%</b>	<b>1,1%</b>	<b>2,4%</b>	<b>5,1%</b>	<b>6,0%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-0,9%</b>

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
<i>Peninsular</i>	246.313	0,0%	249.300	251.621	251.790	1,21%	2,15%	2,22%
<i>No peninsular</i>	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%
<b>Total Nacional</b>	<b>260.794</b>	<b>-0,1%</b>	<b>263.924</b>	<b>266.675</b>	<b>267.266</b>	<b>1,2%</b>	<b>2,3%</b>	<b>2,5%</b>

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 económica<sup>4</sup> 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

<sup>4</sup> 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
<b>Baja tensión</b>	<b>101.028</b>	<b>3.843</b>	<b>4.804</b>	<b>129</b>	<b>137</b>	<b>109.942</b>
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
						-
<b>Media tensión</b>	<b>67.105</b>	<b>1.205</b>	<b>2.932</b>	<b>66</b>	<b>69</b>	<b>71.377</b>
3.1 A	14.484	399	720	12	17	15.631
6.1	52.621	806	2.212	54	53	55.746
						-
<b>Alta tensión</b>	<b>50.148</b>	<b>83</b>	<b>165</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>50.396</b>
6.2	16.438	83	165	-	-	16.686
6.3	9.593	-	-	-	-	9.593
6.4 (2)	24.117	-	-	-	-	24.117
<b>Total</b>	<b>218.282</b>	<b>5.131</b>	<b>7.901</b>	<b>195</b>	<b>207</b>	<b>231.715</b>

	Previsión 2015 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>99.292</b>	<b>4.003</b>	<b>4.953</b>	<b>131</b>	<b>139</b>	<b>108.519</b>
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
						-
<b>Media tensión</b>	<b>68.837</b>	<b>1.262</b>	<b>3.043</b>	<b>63</b>	<b>68</b>	<b>73.272</b>
3.1 A	14.859	416	743	12	16	16.046
6.1	53.978	846	2.300	51	52	57.227
						-
<b>Alta tensión</b>	<b>51.030</b>	<b>81</b>	<b>158</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>51.268</b>
6.2	16.751	81	158	-	-	16.989
6.3	9.770	-	-	-	-	9.770
6.4 (2)	24.509	-	-	-	-	24.509
<b>Total</b>	<b>219.159</b>	<b>5.345</b>	<b>8.153</b>	<b>194</b>	<b>208</b>	<b>233.060</b>

	% variación 2015 sobre 2014					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>-1,7%</b>	<b>4,2%</b>	<b>3,1%</b>	<b>1,5%</b>	<b>1,3%</b>	<b>-1,3%</b>
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%
						-
<b>Media tensión</b>	<b>2,6%</b>	<b>4,7%</b>	<b>3,8%</b>	<b>-4,1%</b>	<b>-1,2%</b>	<b>2,7%</b>
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%
						-
<b>Alta tensión</b>	<b>1,8%</b>	<b>-2,4%</b>	<b>-4,2%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1,7%</b>
6.2	1,9%	-2,4%	-4,2%	-	-	1,8%
6.3	1,9%	-	-	-	-	1,9%
6.4 (2)	1,6%	-	-	-	-	1,6%
<b>Total</b>	<b>0,4%</b>	<b>4,2%</b>	<b>3,2%</b>	<b>-0,4%</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,6%</b>

Fuente: Empresas y CNMC.

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Traspase 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%
<b>Variación de la demanda en b.c.</b>	<b>1,20%</b>	<b>2,15%</b>	<b>2,25%</b>

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	
<b>Baja tensión</b>	<b>28.680.936</b>	<b>146.419</b>	<b>23.652</b>	<b>23.069</b>			<b>74.770</b>	<b>26.263</b>	<b>8.297</b>					<b>109.330</b>
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
<b>Media tensión</b>	<b>105.903</b>	<b>20.566</b>	<b>21.503</b>	<b>22.144</b>	<b>14.685</b>	<b>14.795</b>	<b>18.551</b>	<b>8.385</b>	<b>12.984</b>	<b>9.521</b>	<b>5.281</b>	<b>7.665</b>	<b>28.968</b>	<b>72.804</b>
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
<b>Alta tensión</b>	<b>2.594</b>	<b>8.358</b>	<b>8.991</b>	<b>9.211</b>	<b>9.411</b>	<b>9.484</b>	<b>11.230</b>	<b>3.329</b>	<b>4.798</b>	<b>2.166</b>	<b>3.728</b>	<b>5.676</b>	<b>30.698</b>	<b>50.396</b>
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
<b>Total</b>	<b>28.789.433</b>	<b>175.342</b>	<b>54.146</b>	<b>54.424</b>	<b>24.096</b>	<b>24.279</b>	<b>29.781</b>	<b>86.484</b>	<b>44.046</b>	<b>19.984</b>	<b>9.009</b>	<b>13.341</b>	<b>59.666</b>	<b>232.530</b>

	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	
<b>Baja tensión</b>	<b>28.741.365</b>	<b>144.978</b>	<b>22.616</b>	<b>22.061</b>			<b>73.536</b>	<b>26.147</b>	<b>8.233</b>					<b>107.916</b>
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
<b>Media tensión</b>	<b>106.631</b>	<b>19.921</b>	<b>20.836</b>	<b>21.464</b>	<b>14.169</b>	<b>14.275</b>	<b>17.934</b>	<b>8.607</b>	<b>13.329</b>	<b>9.773</b>	<b>5.421</b>	<b>7.868</b>	<b>29.737</b>	<b>74.735</b>
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
<b>Alta tensión</b>	<b>2.615</b>	<b>8.294</b>	<b>8.920</b>	<b>9.136</b>	<b>9.334</b>	<b>9.407</b>	<b>11.139</b>	<b>3.388</b>	<b>4.882</b>	<b>2.204</b>	<b>3.793</b>	<b>5.775</b>	<b>31.227</b>	<b>51.268</b>
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
<b>Total</b>	<b>28.850.611</b>	<b>173.192</b>	<b>52.372</b>	<b>52.661</b>	<b>23.503</b>	<b>23.683</b>	<b>29.073</b>	<b>85.531</b>	<b>44.359</b>	<b>20.210</b>	<b>9.215</b>	<b>13.642</b>	<b>60.963</b>	<b>233.920</b>

% 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	
<b>Baja tensión</b>	<b>0,2%</b>	<b>-1,0%</b>	<b>-4,4%</b>	<b>-4,4%</b>			<b>-1,7%</b>	<b>-0,4%</b>	<b>-0,8%</b>					<b>-1,3%</b>
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%
<b>Media tensión</b>	<b>0,7%</b>	<b>-3,1%</b>	<b>-3,1%</b>	<b>-3,1%</b>	<b>-3,5%</b>	<b>-3,5%</b>	<b>-3,3%</b>	<b>2,6%</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,6%</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,7%</b>
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%
<b>Alta tensión</b>	<b>0,8%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,7%</b>	<b>1,7%</b>	<b>1,7%</b>	<b>1,7%</b>	<b>1,7%</b>
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%
<b>Total</b>	<b>0,2%</b>	<b>-1,2%</b>	<b>-3,3%</b>	<b>-3,2%</b>	<b>-2,5%</b>	<b>-2,5%</b>	<b>-2,4%</b>	<b>-1,1%</b>	<b>0,7%</b>	<b>1,1%</b>	<b>2,3%</b>	<b>2,3%</b>	<b>2,2%</b>	<b>0,6%</b>

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/1491/2013<sup>5</sup> 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.

---

<sup>5</sup> 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.

**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 €)
<b>Baja tensión</b>	<b>109.330</b>	<b>850.092</b>	<b>9.370.708</b>	<b>10.220.799</b>
<b>Pc ≤ 10 kW</b>	<b>65.712</b>	<b>583.310</b>	<b>6.422.405</b>	<b>7.005.715</b>
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
<b>10 &lt; Pc ≤ 15 kW</b>	<b>8.968</b>	<b>76.956</b>	<b>849.458</b>	<b>926.414</b>
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
<b>Pc &gt; 15 kW</b>	<b>34.650</b>	<b>189.826</b>	<b>2.098.844</b>	<b>2.288.670</b>
3.0 A	34.650	189.826	2.098.844	2.288.670
<b>Media tensión</b>	<b>72.804</b>	<b>238.565</b>	<b>2.640.333</b>	<b>2.878.898</b>
3.1 A	16.032	72.747	805.129	877.875
6.1	56.772	165.818	1.835.204	2.001.023
<b>Alta tensión</b>	<b>50.396</b>	<b>49.279</b>	<b>546.055</b>	<b>595.334</b>
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
<b>Total</b>	<b>232.530</b>	<b>1.137.936</b>	<b>12.557.096</b>	<b>13.695.031</b>

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 potencia<sup>6</sup> (84,2 M€), los ingresos por los peajes aplicables a los generadores<sup>7</sup> (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

<sup>6</sup> 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).

<sup>7</sup> 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€)<sup>8</sup>, los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO (-1 M€) y las rentas de gestión de congestión (58,3 M€)<sup>9</sup>.

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

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.

<sup>8</sup> 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.

<sup>9</sup> 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 ]
<b>Ingresos por peajes de acceso (A)</b>	<b>14.960.572</b>	<b>14.192.017</b>	<b>- 768.555</b>	<b>-5,1%</b>
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%
<b>Ingresos externos a peajes (B)</b>	<b>3.250.720</b>	<b>3.192.283</b>	<b>- 58.437</b>	<b>-1,8%</b>
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%
<b>Total ingresos regulados (A) + (B)</b>	<b>18.211.292</b>	<b>17.384.300</b>	<b>- 826.992</b>	<b>-4,5%</b>

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)<sup>10</sup>.

Asimismo, se observa que los ingresos procedentes de la Ley 15/2012 y las subastas de los derechos de CO<sub>2</sub> 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 hidrocarburos<sup>11</sup>.

<sup>10</sup> 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.

<sup>11</sup> 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 CO<sub>2</sub> 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.

**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 €)
<b>Baja tensión</b>	<b>107.916</b>	<b>10.083.330</b>
<b><i>Pc ≤ 10 kW</i></b>	<b>64.786</b>	<b>6.963.592</b>
2.0 A	57.323	6.532.441
2.0 DHA	7.432	429.791
2.0 DHS	30	1.361
<b><i>10 &lt; Pc ≤ 15 kW</i></b>	<b>8.787</b>	<b>912.117</b>
2.1 A	5.860	718.789
2.1 DHA	2.918	192.611
2.1 DHS	9	718
<b><i>Pc &gt; 15 kW</i></b>	<b>34.343</b>	<b>2.207.620</b>
3.0 A	34.343	2.207.620
<b>Media tensión</b>	<b>74.735</b>	<b>2.829.541</b>
3.1 A	16.457	868.535
6.1	58.279	1.961.006
<b>Alta tensión</b>	<b>51.268</b>	<b>595.769</b>
6.2	16.989	265.989
6.3	9.770	121.331
6.4 (1)	24.509	208.448
<b>Total</b>	<b>233.920</b>	<b>13.508.640</b>

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 potencia<sup>12</sup>, 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 comunitarios<sup>13</sup>, ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO ni las rentas de gestión de congestión<sup>14</sup>. Los

<sup>12</sup> 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).

<sup>13</sup> 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.

<sup>14</sup> 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)
<b>Ingresos por peajes de consumidores</b>	<b>13.935.885</b>	<b>13.761.527</b>	<b>- 174.357</b>	<b>-1,3%</b>
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%
<b>Ingresos por peajes de generadores</b>	<b>136.874</b>	<b>134.720</b>	<b>- 2.154</b>	<b>-1,6%</b>
<b>Ingresos de conexiones internacionales</b>	<b>98.319</b>	<b>88.475</b>	<b>- 9.843</b>	<b>-10,0%</b>
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%
<b>Ingresos de clientes en régimen transitorio</b>	<b>20.939</b>	<b>12.785</b>	<b>- 8.154</b>	<b>-38,9%</b>
<b>Total ingresos de acceso</b>	<b>14.192.017</b>	<b>13.997.508</b>	<b>- 194.508</b>	<b>-1,4%</b>

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 CO<sub>2</sub>.

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 ]
<b>Coste Transporte</b>	1.673.890	1.673.890	-	0,0%
<b>Coste Distribución</b>	5.043.144	5.043.144	-	0,0%
<b>Retribución renovables, cogeneración y residuos</b>	7.630.000	7.134.855	- 495.145	-6,5%
Retribución liquidada en 2014		8.282.773		
DT8 <sup>8</sup> RD 413/2014 por producción 2014		- 1.147.918		
<b>Retribución sistemas no peninsulares</b>	903.000	884.000	- 19.000	-2,1%
<b>Servicio de interrumpibilidad</b>	550.000	550.000	-	0,0%
<b>Cuotas</b>	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%
<b>Anualidades déficit actividades reguladas</b>	2.966.993	2.922.761	- 44.232	-1,5%
<b>Imputación de pérdidas</b>	120.000	168.751	48.751	40,6%
<b>Costes de acceso (A)</b>	<b>18.975.957</b>	<b>18.462.716</b>	<b>- 513.241</b>	<b>-2,7%</b>
<b>Déficit (+)/ Superavit (-) Pagos por Capacidad (B)</b>	<b>- 545.239</b>	<b>- 755.448</b>	<b>- 210.209</b>	<b>38,6%</b>
<b>Ingresos Pagos por capacidad</b>	1.462.347	1.394.559	- 67.788	-4,6%
<b>Coste Pagos por Capacidad</b>	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%
<b>Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (C)</b>	<b>- 227.845</b>	<b>- 375.371</b>	<b>- 147.526</b>	<b>64,7%</b>
<b>Liquidaciones definitivas 2009-2011</b>	- 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		-	-	
<b>Impacto RDL 9/2013 sobre RE</b>	- 166.667	- 247.425	- 80.758	48,5%
<b>Incentivo de pérdidas retribución 2014</b>		- 14.181	- 14.181	
<b>Regularización del término DIF</b>		- 49.234	- 49.234	
<b>Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)</b>	<b>18.202.873</b>	<b>17.331.897</b>	<b>- 870.976</b>	<b>-4,8%</b>

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 413/2014<sup>15</sup>.

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

<sup>15</sup> 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
<b>Total</b>	<b>937,80</b>	<b>- 1.206,68</b>	<b>- 268,88</b>	<b>110,99</b>	<b>- 1.710,42</b>	<b>- 1.599,43</b>	<b>- 1.868,31</b>

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 importes<sup>16</sup>.

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

<sup>16</sup> 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€<sup>17</sup> 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
<b>Total</b>	<b>937,80</b>	<b>- 1.206,68</b>	<b>- 268,88</b>	<b>330,18</b>	<b>- 103,99</b>	<b>226,19</b>	<b>607,62</b>	<b>- 1.102,69</b>	<b>- 495,07</b>

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

<sup>17</sup> 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 ]
<b>Ingresos regulados (A)</b>	<b>14.960.572</b>	<b>14.192.017</b>	<b>- 768.555</b>	<b>-5,1%</b>
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%
<b>Ingresos externos a peajes (B)</b>	<b>3.250.720</b>	<b>3.192.283</b>	<b>- 58.437</b>	<b>-1,8%</b>
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%
<b>Total ingresos regulados (C) = (A) + (B)</b>	<b>18.211.292</b>	<b>17.384.300</b>	<b>- 826.992</b>	<b>-4,5%</b>
<b>Costes regulados (D)</b>	<b>18.202.873</b>	<b>17.331.897</b>	<b>- 870.976</b>	<b>-4,8%</b>
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%
<b>Desajuste de actividades reguladas (C) - (D)</b>	<b>8.419</b>	<b>52.403</b>	<b>43.984</b>	<b>522,4%</b>

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 ]
<b>Coste Transporte</b>	<b>1.673.890</b>	<b>1.608.035</b>	<b>- 65.855</b>	<b>-3,9%</b>
<b>Coste Distribución</b>	<b>5.043.144</b>	<b>5.031.097</b>	<b>- 12.047</b>	<b>-0,2%</b>
<b>Retribución renovables, cogenación y residuos</b>	<b>7.134.855</b>	<b>6.683.343</b>	<b>- 451.512</b>	<b>-6,3%</b>
Retribución liquidada en 2014	8.282.773			
DT8ª RD 413/2014 por producción 2014	- 1.147.918	-		
<b>Retribución sistemas no peninsulares</b>	<b>884.000</b>	<b>944.500</b>	<b>60.500</b>	<b>6,8%</b>
<b>Servicio de interrupibilidad</b>	<b>550.000</b>	<b>-</b>	<b>- 550.000</b>	<b>-100,0%</b>
<b>Cuotas</b>	<b>85.315</b>	<b>56.559</b>	<b>- 28.756</b>	<b>-33,7%</b>
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%
<b>Anualidades déficit actividades reguladas</b>	<b>2.922.761</b>	<b>2.942.789</b>	<b>20.028</b>	<b>0,7%</b>
<b>Desajuste de ejercicios anteriores</b>	<b>-</b>	<b>- 52.403</b>	<b>- 52.403</b>	<b>-</b>
<b>Imputación de pérdidas</b>	<b>168.751</b>	<b>168.751</b>	<b>-</b>	<b>0,0%</b>
<b>Costes de acceso (A)</b>	<b>18.462.716</b>	<b>17.382.671</b>	<b>- 1.080.045</b>	<b>-5,8%</b>
<b>Déficit (+) / Superavit (-) Pagos por Capacidad (B)</b>	<b>- 755.448</b>	<b>- 949.476</b>	<b>- 194.027</b>	<b>25,7%</b>
<b>Ingresos Pagos por capacidad</b>	<b>1.394.559</b>	<b>1.383.743</b>	<b>- 10.817</b>	<b>-0,8%</b>
<b>Coste Pagos por Capacidad</b>	<b>639.111</b>	<b>434.267</b>	<b>- 204.844</b>	<b>-32,1%</b>
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%
<b>Otros costes (+) / ingresos (-) regulados (C)</b>	<b>- 375.371</b>	<b>- 549.154</b>	<b>- 173.783</b>	<b>46,3%</b>
<b>Liquidaciones definitivas 2008-2011</b>	<b>- 64.531</b>	<b>-</b>	<b>64.531</b>	<b>-100,0%</b>
Liquidación definitiva 2009	- 55.874		55.874	-100,0%
Liquidación definitiva 2010	- 8.657		8.657	-100,0%
Liquidación definitiva 2011				
<b>Impacto RDL 9/2013 sobre RE</b>	<b>- 247.425</b>	<b>- 549.154</b>	<b>- 301.729</b>	<b>121,9%</b>
Reliquidaciones ejercicio 2013	- 247.425	- 212.187	35.238	
Reliquidaciones ejercicio 2014	-	- 336.967	- 336.967	
<b>Incentivo de pérdidas retribución 2014</b>	<b>- 14.181</b>	<b>-</b>	<b>14.181</b>	<b>-</b>
<b>Regularización del término DIF</b>	<b>- 49.234</b>	<b>-</b>	<b>49.234</b>	<b>-</b>
<b>Total costes regulados (D) = (A) + (B) + (C)</b>	<b>17.331.897</b>	<b>15.884.042</b>	<b>- 1.447.855</b>	<b>-8,4%</b>

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 2013<sup>18</sup>, 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

---

<sup>18</sup> 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. Nº de clientes, potencia facturada y consumo de los consumidores acogidos a PVPC en el territorio nacional.**

<b>AÑO 2013</b>			
<b>Tarifa</b>	<b>Nº Clientes</b>	<b>Potencia Facturada (kW)</b>	<b>Consumo (MWh)</b>
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
<b>TOTAL</b>	<b>16.656.708</b>	<b>64.338.975</b>	<b>40.208.400</b>

<b>AÑO 2014</b>			
<b>Tarifa</b>	<b>Nº Clientes</b>	<b>Potencia Facturada (kW)</b>	<b>Consumo (MWh)</b>
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
<b>TOTAL</b>	<b>15.086.255</b>	<b>59.627.411</b>	<b>33.952.401</b>

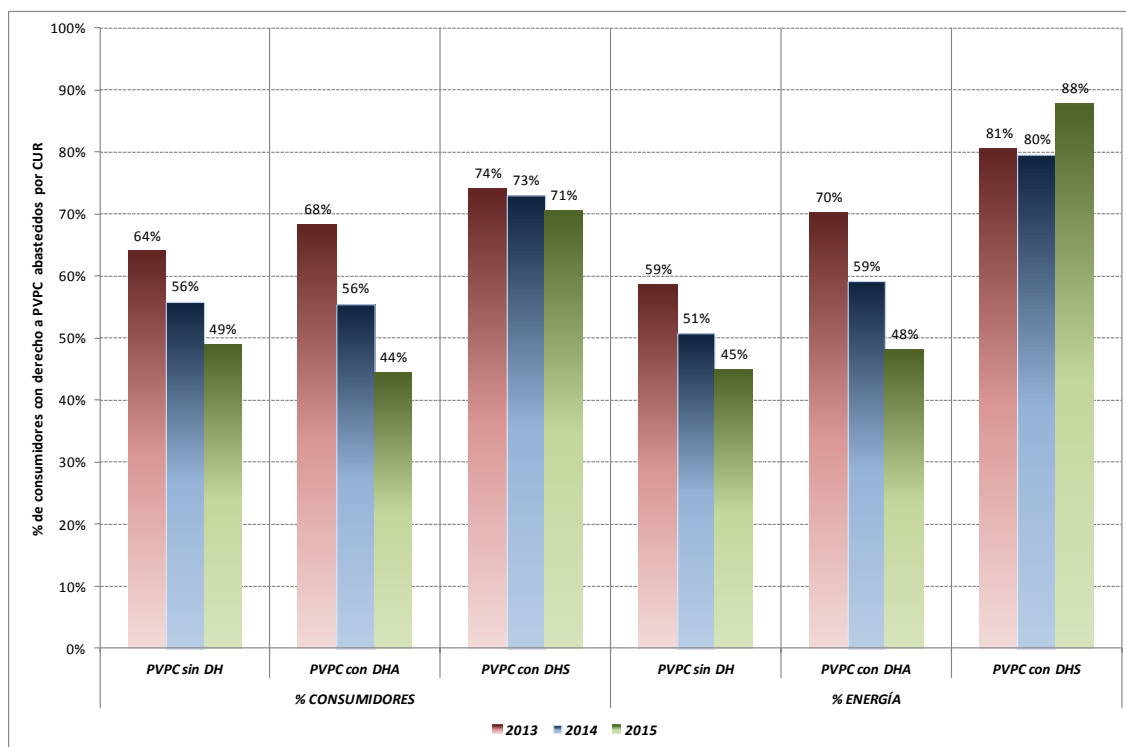
  

<b>AÑO 2015</b>			
<b>Tarifa</b>	<b>Nº Clientes</b>	<b>Potencia Facturada (kW)</b>	<b>Consumo (MWh)</b>
PVPC sin DH	12.626.202	48.366.798	25.761.004
PVPC con DHA	569.851	3.272.803	3.580.908
PVPC con DHS	3.863	12.739	26.189
<b>TOTAL</b>	<b>13.199.916</b>	<b>51.652.340</b>	<b>29.368.101</b>

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 Social<sup>19</sup>, 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 recurso<sup>20</sup>.

---

<sup>19</sup> 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.

<sup>20</sup> 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

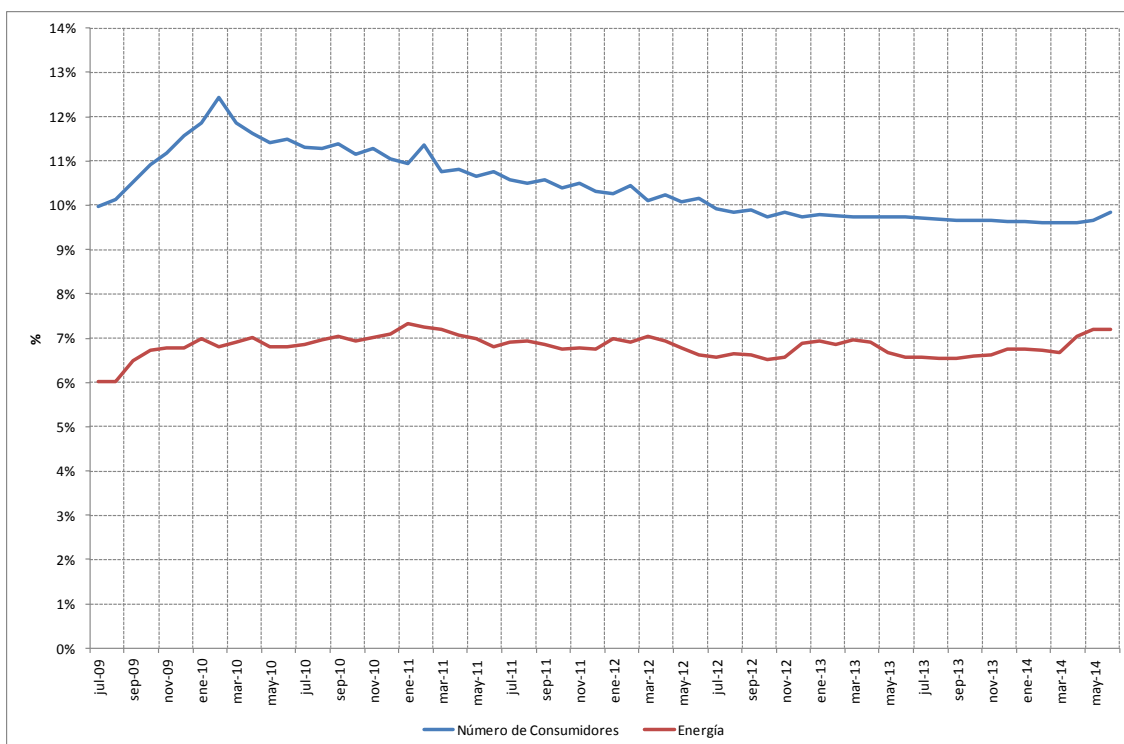
Se observa que, en 2013 el número de consumidores promedio acogido al Bono Social fue de 2.518.754, con una energía asociada de 4.508 GWh y un descuento medio sobre las PVPC de un 32,5%. Entre enero y julio de 2014 el número de consumidores a los que se aplicó bono social ascendió a 2.495.625 un 1% inferior 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 7<sup>21</sup>.

<sup>21</sup> 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)**

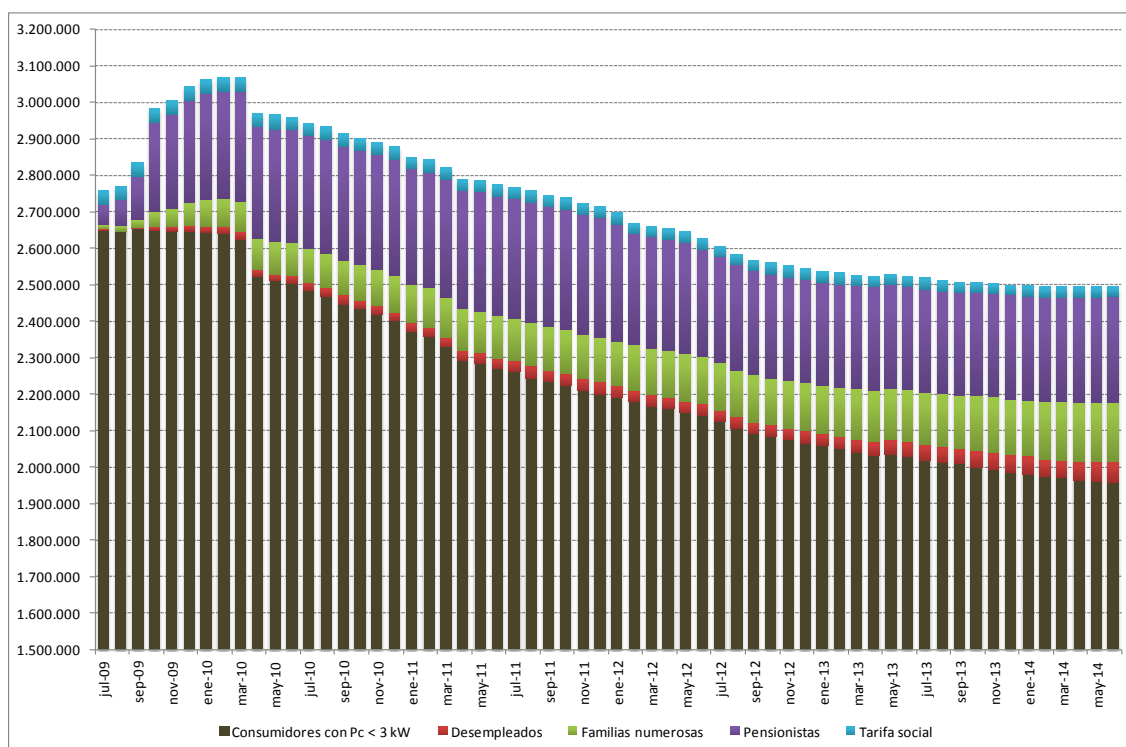


Fuente: CNMC

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)**

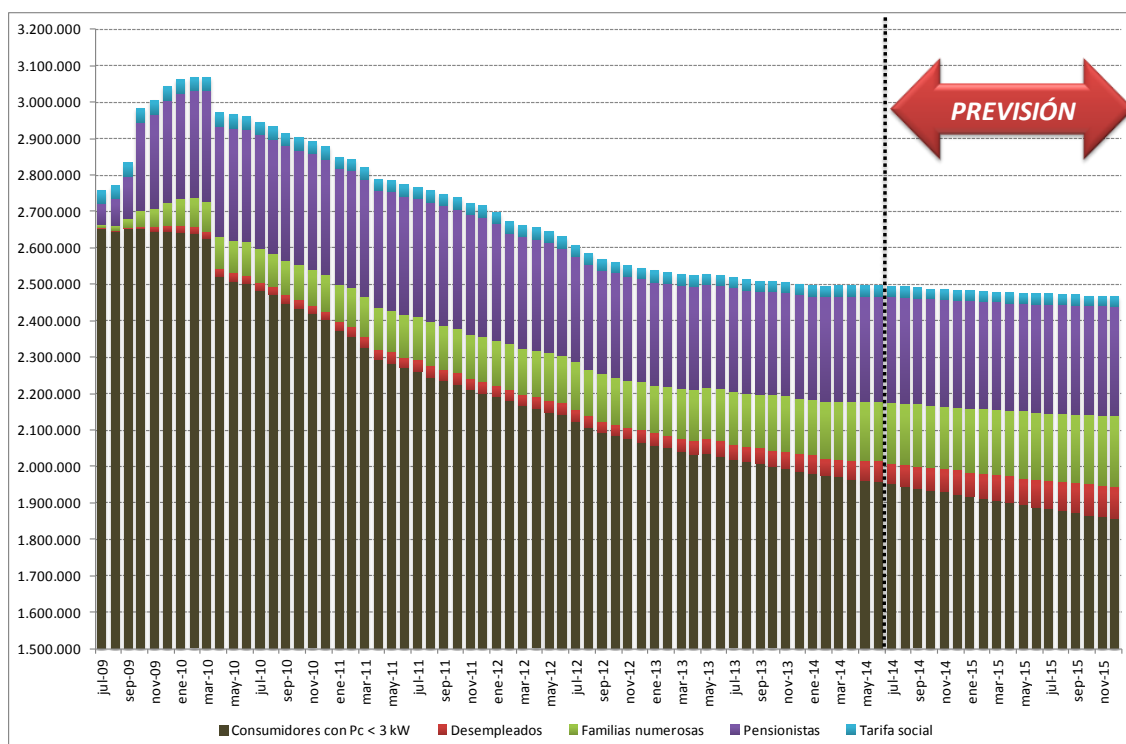
	2013		2014		2015	
	Nº Consumidores (Promedio)	Energía (MWh)	Nº Consumidores (Promedio)	Energía (MWh)	Nº Consumidores (Promedio)	Energía (MWh)
Consumidores con Pc < 3 kW	2.022.005	2.997.252	1.952.637	2.688.609	1.886.603	2.419.078
Desempleados (1)	41.346	120.763	57.288	153.085	57.288	153.085
Familias numerosas	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
<b>Total</b>	<b>2.518.754</b>	<b>4.508.275</b>	<b>2.493.006</b>	<b>4.237.975</b>	<b>2.457.864</b>	<b>3.982.173</b>

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 €)
<b>Andalucía</b>		<b>4.702.032</b>	<b>26.619</b>	<b>34.176</b>	<b>342</b>	<b>4.638.358</b>	<b>27.733</b>	<b>32.601</b>	<b>357</b>
	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	-
<b>Aragón</b>		<b>868.938</b>	<b>6.101</b>	<b>9.202</b>	<b>393</b>	<b>861.863</b>	<b>6.377</b>	<b>8.992</b>	<b>1.460</b>
	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
<b>Asturias</b>	<b>Asturias</b>	<b>742.429</b>	<b>4.679</b>	<b>9.285</b>	<b>327.193</b>	<b>720.147</b>	<b>4.846</b>	<b>9.452</b>	<b>336.446</b>
<b>Baleares</b>	<b>Baleares</b>	<b>689.249</b>	<b>4.946</b>	<b>5.218</b>	<b>415.146</b>	<b>683.772</b>	<b>5.188</b>	<b>5.064</b>	<b>390.995</b>
<b>Canarias</b>		<b>1.150.657</b>	<b>6.058</b>	<b>8.103</b>	<b>551.714</b>	<b>1.141.148</b>	<b>6.486</b>	<b>7.841</b>	<b>508.403</b>
	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
<b>Cantabria</b>	<b>Cantabria</b>	<b>427.019</b>	<b>2.391</b>	<b>3.723</b>	<b>171.439</b>	<b>423.195</b>	<b>2.679</b>	<b>4.032</b>	<b>182.470</b>
<b>Castilla La Mancha</b>		<b>1.338.284</b>	<b>8.756</b>	<b>10.704</b>	<b>661.718</b>	<b>1.346.883</b>	<b>8.726</b>	<b>10.026</b>	<b>631.822</b>
	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
<b>Castilla y León</b>		<b>1.566.719</b>	<b>10.539</b>	<b>12.077</b>	<b>734.635</b>	<b>1.590.402</b>	<b>10.497</b>	<b>11.850</b>	<b>710.638</b>
	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
<b>Cataluña</b>		<b>4.259.043</b>	<b>29.613</b>	<b>41.641</b>	<b>1.998</b>	<b>4.197.194</b>	<b>31.124</b>	<b>40.213</b>	<b>2.881</b>
	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
<b>Extremadura</b>		<b>544.325</b>	<b>3.339</b>	<b>3.884</b>	<b>125.255</b>	<b>549.386</b>	<b>3.358</b>	<b>3.787</b>	<b>122.087</b>
	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
<b>Galicia</b>		<b>1.714.071</b>	<b>9.492</b>	<b>17.701</b>	<b>740.241</b>	<b>1.721.260</b>	<b>10.088</b>	<b>17.583</b>	<b>726.714</b>
	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
<b>La Rioja</b>	<b>La Rioja</b>	<b>183.918</b>	<b>1.377</b>	<b>1.510</b>	<b>99.873</b>	<b>187.030</b>	<b>1.356</b>	<b>1.462</b>	<b>96.675</b>
<b>Madrid</b>	<b>Madrid</b>	<b>3.470.471</b>	<b>21.335</b>	<b>27.167</b>	<b>1.790.075</b>	<b>3.505.355</b>	<b>21.444</b>	<b>26.280</b>	<b>1.706.098</b>
<b>Murcia</b>	<b>Murcia</b>	<b>1.006.041</b>	<b>5.438</b>	<b>7.722</b>	<b>460.133</b>	<b>975.252</b>	<b>5.351</b>	<b>7.416</b>	<b>431.477</b>
<b>Navarra</b>	<b>Navarra</b>	<b>344.593</b>	<b>2.748</b>	<b>4.370</b>	<b>217.010</b>	<b>352.306</b>	<b>2.713</b>	<b>4.311</b>	<b>212.055</b>
<b>País Vasco</b>		<b>1.208.273</b>	<b>9.149</b>	<b>15.300</b>	<b>737.854</b>	<b>1.232.068</b>	<b>9.015</b>	<b>15.086</b>	<b>716.434</b>
	Álava	165.655	1.531	2.532	125.884	170.122	1.505	2.444	124.586
	Guipúzcoa	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
<b>Comunidad Valenciana</b>		<b>3.590.162</b>	<b>20.361</b>	<b>23.290</b>	<b>1.600.195</b>	<b>3.526.012</b>	<b>20.003</b>	<b>22.519</b>	<b>1.508.879</b>
	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
<b>Total</b>		<b>27.806.223</b>	<b>172.941</b>	<b>235.072</b>	<b>8.635.213</b>	<b>27.651.630</b>	<b>176.983</b>	<b>228.513</b>	<b>8.285.891</b>

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
<b>Total general</b>	<b>246.185</b>	<b>- 180.752</b>	<b>73%</b>	<b>65.434</b>	<b>- 16.200</b>	<b>49.234</b>

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).

# **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	
<b>TARIFAS DE BAJA TENSION</b>			<b>28.680.936</b>	<b>146.418.530</b>	<b>23.652.116</b>	<b>23.069.438</b>			<b>109.330.496</b>	<b>74.769.924</b>	<b>26.263.341</b>	<b>8.297.231</b>				
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					
<b>TARIFAS DE ALTA TENSION</b>			<b>108.497</b>	<b>28.923.906</b>	<b>30.493.758</b>	<b>31.354.572</b>	<b>24.095.660</b>	<b>24.278.858</b>	<b>29.780.550</b>	<b>123.199.205</b>	<b>11.714.190</b>	<b>17.782.443</b>	<b>11.686.476</b>	<b>9.008.861</b>	<b>13.340.805</b>	<b>59.666.430</b>
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	
<b>TOTAL BT + AT</b>			<b>28.789.433</b>	<b>175.342.437</b>	<b>54.145.873</b>	<b>54.424.010</b>	<b>24.095.660</b>	<b>24.278.858</b>	<b>29.780.550</b>	<b>232.529.701</b>	<b>86.484.115</b>	<b>44.045.784</b>	<b>19.983.707</b>	<b>9.008.861</b>	<b>13.340.805</b>	<b>59.666.430</b>

**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	
<b>TARIFAS DE BAJA TENSION</b>			<b>28.741.365</b>	<b>144.977.572</b>	<b>22.616.076</b>	<b>22.060.693</b>			<b>107.916.180</b>	<b>73.536.201</b>	<b>26.147.472</b>	<b>8.232.508</b>				
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					
<b>TARIFAS DE ALTA TENSION</b>			<b>109.246</b>	<b>28.214.317</b>	<b>29.755.880</b>	<b>30.600.016</b>	<b>23.503.440</b>	<b>23.682.533</b>	<b>29.072.524</b>	<b>126.003.664</b>	<b>11.994.583</b>	<b>18.211.372</b>	<b>11.977.181</b>	<b>9.214.725</b>	<b>13.642.351</b>	<b>60.963.453</b>
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	
<b>TOTAL BT + AT</b>			<b>28.850.611</b>	<b>173.191.889</b>	<b>52.371.956</b>	<b>52.660.709</b>	<b>23.503.440</b>	<b>23.682.533</b>	<b>29.072.524</b>	<b>233.919.844</b>	<b>85.530.783</b>	<b>44.358.843</b>	<b>20.209.689</b>	<b>9.214.725</b>	<b>13.642.351</b>	<b>60.963.453</b>

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	
<b>TARIFAS DE BAJA TENSION</b>			<b>26.753.129</b>	<b>135.620.982</b>	<b>21.767.367</b>	<b>21.256.373</b>			<b>100.503.637</b>	<b>68.714.265</b>	<b>24.281.121</b>	<b>7.508.250</b>				
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					
<b>TARIFAS DE ALTA TENSION</b>			<b>105.237</b>	<b>27.769.718</b>	<b>29.318.638</b>	<b>30.169.626</b>	<b>23.255.757</b>	<b>23.438.360</b>	<b>28.831.243</b>	<b>118.686.550</b>	<b>11.241.189</b>	<b>16.934.897</b>	<b>11.008.806</b>	<b>8.649.732</b>	<b>12.952.561</b>	<b>57.899.364</b>
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	
<b>TOTAL BT + AT</b>			<b>26.858.366</b>	<b>163.390.699</b>	<b>51.086.005</b>	<b>51.426.000</b>	<b>23.255.757</b>	<b>23.438.360</b>	<b>28.831.243</b>	<b>219.190.186</b>	<b>79.955.455</b>	<b>41.216.018</b>	<b>18.517.056</b>	<b>8.649.732</b>	<b>12.952.561</b>	<b>57.899.364</b>

**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	
<b>TARIFAS DE BAJA TENSION</b>			<b>26.798.137</b>	<b>134.141.255</b>	<b>20.764.715</b>	<b>20.280.129</b>			<b>98.780.335</b>	<b>67.279.464</b>	<b>24.088.398</b>	<b>7.412.473</b>				
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					
<b>TARIFAS DE ALTA TENSION</b>			<b>105.965</b>	<b>27.107.165</b>	<b>28.628.799</b>	<b>29.463.408</b>	<b>22.695.544</b>	<b>22.874.063</b>	<b>28.159.047</b>	<b>121.336.464</b>	<b>11.504.744</b>	<b>17.333.675</b>	<b>11.275.970</b>	<b>8.843.081</b>	<b>13.241.202</b>	<b>59.137.792</b>
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	
<b>TOTAL BT + AT</b>			<b>26.904.102</b>	<b>161.248.420</b>	<b>49.393.514</b>	<b>49.743.537</b>	<b>22.695.544</b>	<b>22.874.063</b>	<b>28.159.047</b>	<b>220.116.799</b>	<b>78.784.208</b>	<b>41.422.073</b>	<b>18.688.444</b>	<b>8.843.081</b>	<b>13.241.202</b>	<b>59.137.792</b>

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
<b>TARIFAS DE BAJA TENSION</b>		<b>697.234</b>	<b>4.644.591</b>	<b>953.994</b>	<b>926.138</b>				<b>3.761.291</b>	<b>2.470.590</b>	<b>929.680</b>	<b>361.021</b>			
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			
<b>TARIFAS DE ALTA TENSION</b>		<b>1.109</b>	<b>399.647</b>	<b>406.503</b>	<b>410.510</b>	<b>282.439</b>	<b>282.602</b>	<b>327.368</b>	<b>1.287.960</b>	<b>160.453</b>	<b>296.301</b>	<b>206.764</b>	<b>90.697</b>	<b>82.246</b>	<b>451.499</b>
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 Tránsito Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL BT + AT</b>		<b>698.343</b>	<b>5.044.238</b>	<b>1.360.496</b>	<b>1.336.648</b>	<b>282.439</b>	<b>282.602</b>	<b>327.368</b>	<b>5.049.251</b>	<b>2.631.043</b>	<b>1.225.981</b>	<b>567.785</b>	<b>90.697</b>	<b>82.246</b>	<b>451.499</b>

**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
<b>TARIFAS DE BAJA TENSION</b>		<b>703.737</b>	<b>4.663.298</b>	<b>937.690</b>	<b>910.310</b>				<b>3.918.060</b>	<b>2.569.211</b>	<b>971.243</b>	<b>377.606</b>			
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			
<b>TARIFAS DE ALTA TENSION</b>		<b>1.132</b>	<b>382.098</b>	<b>388.677</b>	<b>392.629</b>	<b>267.052</b>	<b>267.204</b>	<b>309.979</b>	<b>1.342.100</b>	<b>167.329</b>	<b>308.954</b>	<b>215.518</b>	<b>94.531</b>	<b>85.660</b>	<b>470.108</b>
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 Tránsito Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL BT + AT</b>		<b>704.869</b>	<b>5.045.396</b>	<b>1.326.367</b>	<b>1.302.939</b>	<b>267.052</b>	<b>267.204</b>	<b>309.979</b>	<b>5.260.160</b>	<b>2.736.540</b>	<b>1.280.197</b>	<b>593.124</b>	<b>94.531</b>	<b>85.660</b>	<b>470.108</b>

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
<b>TARIFAS DE BAJA TENSION</b>		<b>1.168.933</b>	<b>5.810.565</b>	<b>856.160</b>	<b>816.956</b>				<b>4.798.891</b>	<b>3.412.118</b>	<b>989.523</b>	<b>397.249</b>			
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	1.104.923	4.534.777						2.709.958	2.709.958					
417	2.0 DHA (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 DHA (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			
<b>TARIFAS DE ALTA TENSION</b>		<b>2.041</b>	<b>718.415</b>	<b>731.752</b>	<b>738.252</b>	<b>533.431</b>	<b>533.763</b>	<b>595.860</b>	<b>3.089.837</b>	<b>299.217</b>	<b>529.244</b>	<b>453.546</b>	<b>257.677</b>	<b>293.904</b>	<b>1.256.249</b>
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 Tránsito Tajo Seguro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL BT + AT</b>		<b>1.170.974</b>	<b>6.528.980</b>	<b>1.587.912</b>	<b>1.555.208</b>	<b>533.431</b>	<b>533.763</b>	<b>595.860</b>	<b>7.888.728</b>	<b>3.711.335</b>	<b>1.518.767</b>	<b>850.795</b>	<b>257.677</b>	<b>293.904</b>	<b>1.256.249</b>

**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
<b>TARIFAS DE BAJA TENSION</b>		<b>1.177.411</b>	<b>5.828.348</b>	<b>838.159</b>	<b>799.779</b>				<b>4.947.331</b>	<b>3.512.040</b>	<b>1.023.939</b>	<b>411.352</b>			
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	1.110.990	4.556.381						2.787.498	2.787.498					
417	2.0 DHA (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 DHA (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			
<b>TARIFAS DE ALTA TENSION</b>		<b>2.039</b>	<b>689.122</b>	<b>701.741</b>	<b>707.990</b>	<b>516.930</b>	<b>517.251</b>	<b>577.540</b>	<b>3.193.747</b>	<b>309.415</b>	<b>547.106</b>	<b>468.561</b>	<b>266.714</b>	<b>303.776</b>	<b>1.298.175</b>
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 Tránsito Tajo Seguro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL BT + AT</b>		<b>1.179.450</b>	<b>6.517.469</b>	<b>1.539.899</b>	<b>1.507.769</b>	<b>516.930</b>	<b>517.251</b>	<b>577.540</b>	<b>8.141.078</b>	<b>3.821.455</b>	<b>1.571.045</b>	<b>879.913</b>	<b>266.714</b>	<b>303.776</b>	<b>1.298.175</b>

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
<b>TARIFAS DE BAJA TENSION</b>		<b>30.041</b>	<b>163.148</b>	<b>40.133</b>	<b>37.337</b>					<b>129.187</b>	<b>80.037</b>	<b>34.760</b>	<b>14.390</b>		
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	27.949	117.053						64.432	64.432					
417	2.0 DH A (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 DH A (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			
<b>TARIFAS DE ALTA TENSION</b>		<b>48</b>	<b>17.170</b>	<b>17.795</b>	<b>17.277</b>	<b>12.133</b>	<b>12.133</b>	<b>12.428</b>	<b>65.568</b>	<b>5.789</b>	<b>10.904</b>	<b>7.609</b>	<b>5.554</b>	<b>5.723</b>	<b>29.989</b>
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 Tránsito Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL BT + AT</b>		<b>30.089</b>	<b>180.318</b>	<b>57.928</b>	<b>54.614</b>	<b>12.133</b>	<b>12.133</b>	<b>12.428</b>	<b>194.755</b>	<b>85.826</b>	<b>45.664</b>	<b>21.999</b>	<b>5.554</b>	<b>5.723</b>	<b>29.989</b>

**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
<b>TARIFAS DE BAJA TENSION</b>		<b>30.041</b>	<b>161.517</b>	<b>39.732</b>	<b>36.964</b>					<b>131.125</b>	<b>81.237</b>	<b>35.282</b>	<b>14.606</b>		
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	27.949	115.882						65.398	65.398					
417	2.0 DH A (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 DH A (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			
<b>TARIFAS DE ALTA TENSION</b>		<b>48</b>	<b>16.976</b>	<b>17.592</b>	<b>17.082</b>	<b>12.015</b>	<b>12.015</b>	<b>12.306</b>	<b>62.885</b>	<b>5.626</b>	<b>10.640</b>	<b>7.460</b>	<b>5.270</b>	<b>5.431</b>	<b>28.458</b>
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 Tránsito Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL BT + AT</b>		<b>30.089</b>	<b>178.492</b>	<b>57.324</b>	<b>54.046</b>	<b>12.015</b>	<b>12.015</b>	<b>12.306</b>	<b>194.010</b>	<b>86.864</b>	<b>45.921</b>	<b>22.066</b>	<b>5.270</b>	<b>5.431</b>	<b>28.458</b>

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
<b>TARIFAS DE BAJA TENSION</b>		<b>31.598</b>	<b>179.244</b>	<b>34.462</b>	<b>32.634</b>					<b>137.491</b>	<b>92.914</b>	<b>28.257</b>	<b>16.320</b>		
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	28.832	127.481							72.647	72.647				
417	2.0 DHA (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 DHA (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		
<b>TARIFAS DE ALTA TENSION</b>		<b>62</b>	<b>18.957</b>	<b>19.070</b>	<b>18.906</b>	<b>11.900</b>	<b>12.000</b>	<b>13.651</b>	<b>69.290</b>	<b>7.542</b>	<b>11.096</b>	<b>9.751</b>	<b>5.201</b>	<b>6.371</b>	<b>29.329</b>
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
<b>TOTAL BT + AT</b>		<b>31.660</b>	<b>198.201</b>	<b>53.532</b>	<b>51.540</b>	<b>11.900</b>	<b>12.000</b>	<b>13.651</b>	<b>206.781</b>	<b>100.456</b>	<b>39.353</b>	<b>26.071</b>	<b>5.201</b>	<b>6.371</b>	<b>29.329</b>

**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
<b>TARIFAS DE BAJA TENSION</b>		<b>32.040</b>	<b>183.155</b>	<b>35.781</b>	<b>33.512</b>					<b>139.329</b>	<b>94.249</b>	<b>28.609</b>	<b>16.471</b>		
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	29.191	129.741							73.551	73.551				
417	2.0 DHA (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 DHA (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		
<b>TARIFAS DE ALTA TENSION</b>		<b>62</b>	<b>18.957</b>	<b>19.070</b>	<b>18.906</b>	<b>11.900</b>	<b>12.000</b>	<b>13.651</b>	<b>68.468</b>	<b>7.468</b>	<b>10.997</b>	<b>9.673</b>	<b>5.128</b>	<b>6.282</b>	<b>28.920</b>
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
<b>TOTAL BT + AT</b>		<b>32.102</b>	<b>202.112</b>	<b>54.852</b>	<b>52.419</b>	<b>11.900</b>	<b>12.000</b>	<b>13.651</b>	<b>207.797</b>	<b>101.717</b>	<b>39.606</b>	<b>26.143</b>	<b>5.128</b>	<b>6.282</b>	<b>28.920</b>

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
<b>BT</b>	<b>109.330</b>	<b>9.436.992</b>	<b>338.316</b>	<b>420.986</b>	<b>11.746</b>	<b>12.759</b>	<b>10.220.799</b>
<b>Pc ≤ 10 kW</b>	<b>65.712</b>	<b>6.483.116</b>	<b>212.275</b>	<b>294.987</b>	<b>7.281</b>	<b>8.057</b>	<b>7.005.715</b>
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
<b>10&lt; Pc ≤ 15 kW</b>	<b>8.968</b>	<b>852.684</b>	<b>32.397</b>	<b>39.312</b>	<b>655</b>	<b>1.367</b>	<b>926.414</b>
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
<b>Pc &gt; 15 kW</b>	<b>34.650</b>	<b>2.101.192</b>	<b>93.644</b>	<b>86.687</b>	<b>3.811</b>	<b>3.336</b>	<b>2.288.670</b>
3.0 A	34.650	2.101.192	93.644	86.687	3.811	3.336	2.288.670
<b>MT</b>	<b>72.804</b>	<b>2.725.201</b>	<b>51.245</b>	<b>97.544</b>	<b>2.345</b>	<b>2.563</b>	<b>2.878.898</b>
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
<b>AT</b>	<b>50.035</b>	<b>590.677</b>	<b>2.130</b>	<b>2.527</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>595.334</b>
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
<b>Total</b>	<b>232.169</b>	<b>12.752.870</b>	<b>391.690</b>	<b>521.057</b>	<b>14.091</b>	<b>15.323</b>	<b>13.695.031</b>

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**

		INGRESOS DE ACCESO					
		PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	TOTAL
	Consumo (GWh)						
<b>BT</b>	<b>107.916</b>	<b>9.288.651</b>	<b>343.671</b>	<b>426.212</b>	<b>11.747</b>	<b>13.049</b>	<b>10.083.330</b>
<b>Pc ≤ 10 kW</b>	<b>64.786</b>	<b>6.430.974</b>	<b>217.052</b>	<b>300.065</b>	<b>7.292</b>	<b>8.208</b>	<b>6.963.592</b>
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
<b>10&lt; Pc ≤ 15 kW</b>	<b>8.787</b>	<b>836.745</b>	<b>33.272</b>	<b>40.038</b>	<b>657</b>	<b>1.406</b>	<b>912.117</b>
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
<b>Pc &gt; 15 kW</b>	<b>34.343</b>	<b>2.020.932</b>	<b>93.347</b>	<b>86.108</b>	<b>3.798</b>	<b>3.435</b>	<b>2.207.620</b>
3.0 A	34.343	2.020.932	93.347	86.108	3.798	3.435	2.207.620
<b>MT</b>	<b>74.735</b>	<b>2.679.280</b>	<b>49.940</b>	<b>95.447</b>	<b>2.312</b>	<b>2.563</b>	<b>2.829.541</b>
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
<b>AT</b>	<b>50.907</b>	<b>591.135</b>	<b>2.127</b>	<b>2.507</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>595.769</b>
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
<b>Total</b>	<b>233.559</b>	<b>12.559.065</b>	<b>395.737</b>	<b>524.166</b>	<b>14.059</b>	<b>15.612</b>	<b>13.508.640</b>

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 nucleoelectrica 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 €)
<b>2014</b>	<b>1.540.913</b>
<b>2015</b>	<b>1.649.470</b>

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 €)
<b>2014</b>	<b>250.282</b>
<b>2015</b>	<b>250.282</b>

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**

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

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 CO<sub>2</sub> y un precio de 5,82 €/tCO<sub>2</sub> (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 CO<sub>2</sub> y un precio de 6,20 €/tCO<sub>2</sub>, 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**

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

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 CO<sub>2</sub> 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**

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

**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 <sub>2</sub> (miles €)	Precio derechos de emisión de CO <sub>2</sub> (€/t)	Recaudación subasta derechos de emisión de CO <sub>2</sub> (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
<b>Subasta derechos de emisión de CO2</b>												55.000	5,82	288.000	288.000
<b>Total</b>					<b>1.540.913</b>		<b>289.888</b>	<b>498.182</b>	<b>256.684</b>		<b>318.616</b>			<b>288.000</b>	<b>3.192.283</b>

**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 <sub>2</sub> (miles €)	Precio derechos de emisión de CO <sub>2</sub> (€/t)	Recaudación subasta derechos de emisión de CO <sub>2</sub> (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
<b>Subasta derechos de emisión de CO<sub>2</sub></b>												62.000	6,20	345.681	345.681
<b>Total</b>					<b>1.649.470</b>		<b>311.040</b>	<b>500.922</b>	<b>256.684</b>		<b>318.652</b>			<b>345.681</b>	<b>3.382.450</b>

# **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.

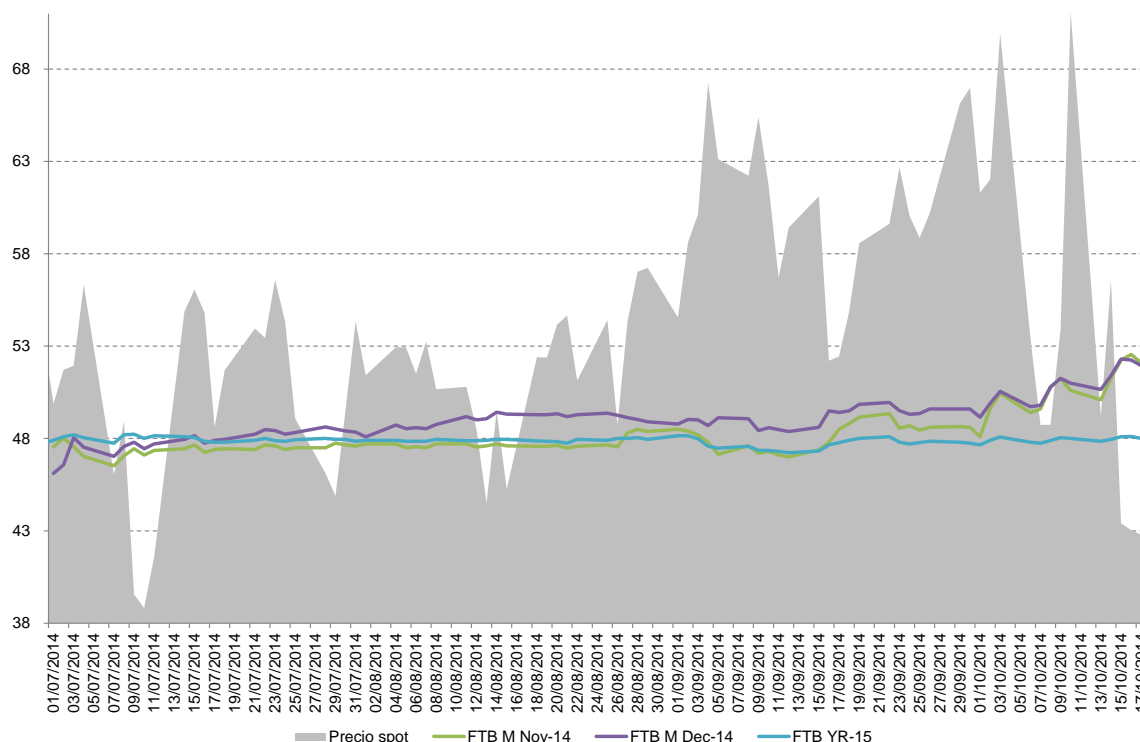
Las cotizaciones a plazo de los contratos mensuales con vencimiento en noviembre y diciembre de 2014 presentan, durante el mes de octubre, una mayor volatilidad que la cotización del contrato anual con vencimiento en 2015 en dicho mes<sup>22</sup>. Esta es una característica común de los contratos a plazo, de forma que los contratos con vencimiento más cercano (en este caso contratos

---

<sup>22</sup> 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 €/MWh<sup>23</sup>), 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).

<sup>23</sup> 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 €/MWh<sup>24</sup> (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

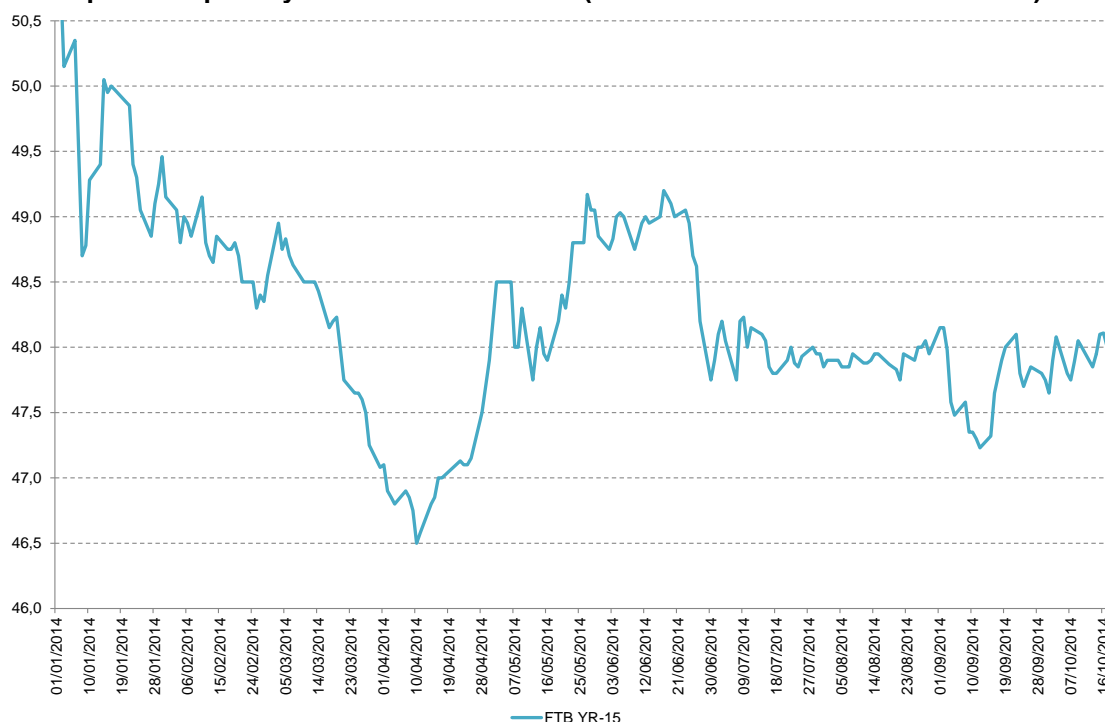
En el caso de la estimación del precio de la energía resultante en el mercado diario para el año 2015, ésta se ha realizado a partir de la cotización en OMIP del contrato a plazo anual (en carga base) con liquidación en 2015.

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).

<sup>24</sup> 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.)
<b>FTB YR-15</b>	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**

<b>Retribución Transporte 2015</b>	<b>(miles de €)</b>
<b>TOTAL REE+ UFD</b>	<b>1.592.164</b>

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

<b>Retribución Transporte 2015</b>	<b>(miles de €)</b>
<b>TOTAL Otras empresas distribuidoras</b>	<b>1.576</b>

#### 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.

<b>Incentivo a la disponibilidad</b>	<b>2014 (miles de €)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>14.295</b>

## 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 €)
<b>TOTAL</b>	<b>1.690.555</b>

## 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 €
<b>Retribución</b>	<b>4.629.521</b>
<b>RI base (miles de €)</b>	<b>2.700.518</b>
<b>Amortización Aibase</b>	<b>1.046.619</b>
<b>Vida útil VUbase</b>	<b>39,02</b>
<b>IBATbase</b>	<b>54.091.492</b>
<b>kinmAT</b>	<b>0,8462</b>
<b>IBBTbase</b>	<b>16.520.136</b>
<b>kinmBT</b>	<b>0,8462</b>
<b>IBObase</b>	<b>2.015.330</b>
<b>λ base</b>	<b>63,76%</b>
<b>FRRibase</b>	<b>103,698%</b>

<b>Retribución Financiera</b>	<b>1.653.899</b>
<b>Inbase</b>	<b>25.432.857</b>
<b>Vida Residual</b>	<b>24,30</b>
<b>Tasa de retribución TRF</b>	<b>6,503%</b>
<b>ROMbase (miles de €)</b>	<b>1.114.909</b>
<b>ROMATbase</b>	<b>878.228</b>
<b>kinmAT</b>	<b>0,8462</b>
<b>ROMBTbase</b>	<b>171.439</b>
<b>kinmBT</b>	<b>0,8462</b>
<b>ROMNLAEbase</b>	<b>221.325</b>
<b>FRROMbase</b>	<b>100,483%</b>
<b>ROTD (miles de €)</b>	<b>814.094</b>
<b>CRC=RL+RC+RT+RP+RE+RTA</b>	<b>764.386</b>
<b>RL</b>	<b>81.235</b>
<b>RC</b>	<b>91.972</b>
<b>RT</b>	<b>18.477</b>
<b>RP</b>	<b>35.810</b>
<b>RE</b>	<b>332.549</b>
<b>RTA</b>	<b>204.343</b>
<b>FRROMn-2</b>	<b>106,503%</b>

### 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 €)
Q <sub>2012</sub>	92.557
P <sub>2011</sub>	-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
<b>TOTAL</b>	<b>4.658.692</b>

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**

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

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

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



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

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

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**

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

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

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

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

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

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 imputaran todas al ejercicio 2014 (hasta que se haga la liquidación definitiva).

- 3) Las reliquidaciones (positivas o negativas) se realizaran 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
<b>Total</b>	<b>937,80</b>	<b>- 1.206,68</b>	<b>- 268,88</b>	<b>110,99</b>	<b>- 1.710,42</b>	<b>- 1.599,43</b>	<b>- 1.868,31</b>

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€<sup>25</sup> a la liquidación de cierre del ejercicio 2013, quedando pendiente de imputar a liquidaciones posteriores -495,1 M€ (véase Cuadro IV. 11).

<sup>25</sup> 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.	0,11	-	0,11	0,04	-	0,04	0,07	-	0,07
RENOVABLES									
<b>Total</b>	<b>937,80</b>	<b>- 1.206,68</b>	<b>- 268,88</b>	<b>330,18</b>	<b>- 103,99</b>	<b>226,19</b>	<b>607,62</b>	<b>- 1.102,69</b>	<b>- 495,07</b>

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 Sistema<sup>26</sup> (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:

---

<sup>26</sup> 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
<b>PMP estimado con apuntamiento SENP (sept - dic), 2014</b>	€/MWh	<b>57,69</b>	<b>52,00</b>	<b>51,04</b>	<b>53,81</b>

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 informe<sup>27</sup> 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 diferentes<sup>28</sup>. 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€.

---

<sup>27</sup> 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.

<sup>28</sup> 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
<b>Previsión Compensación total, 2015</b>	<b>M€</b>	<b>334</b>	<b>1.437</b>	<b>112</b>	<b>1.883</b>
Peaje de acceso	M€	2	4	0	6
Impuesto especial	M€	24	-	-	24
Impuesto a la producción (7%)	M€	38	127	9	175
<b>Compensación total ampliada, 2015</b>	<b>M€</b>	<b>399</b>	<b>1.568</b>	<b>121</b>	<b>2.088</b>

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
<b>Compensación total</b>	<b>M€</b>	<b>420</b>	<b>1.188</b>	<b>98</b>	<b>1.707</b>
<b>Costes adicionales de Endesa</b>	<b>M€</b>	<b>32</b>	<b>90</b>	<b>5</b>	<b>128</b>
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
<b>Costes adicionales de COTESA</b>	<b>M€</b>		<b>0,04</b>		<b>0,04</b>
Peaje de acceso	M€		0,04		0,04
<b>Compensación total ampliada</b>	<b>M€</b>	<b>452</b>	<b>1.279</b>	<b>104</b>	<b>1.835</b>

INGRESOS SENP DE 2011					
Conceptos	Unidades	BALEARES	CANARIAS	C&M	TOTAL
Ingresos del despacho de los [G]	M€	361	543	26	929
<b>Ingresos a cargo de compensación [H]</b>	<b>M€</b>	<b>407</b>	<b>1.223</b>	<b>101</b>	<b>1.731</b>
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
<b>Ingresos totales percibidos [I = G + H]</b>	<b>M€</b>	<b>768</b>	<b>1.766</b>	<b>127</b>	<b>2.660</b>
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**

<b>COMPENSACIÓN SENP DE 2012</b>					
<b>Conceptos</b>	<b>Unidades</b>	<b>BALEARES</b>	<b>CANARIAS</b>	<b>C&amp;M</b>	<b>TOTAL</b>
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
<b>Compensación total</b>	<b>M€</b>	<b>376</b>	<b>1.326</b>	<b>108</b>	<b>1.810</b>
Peaje de acceso	M€	2	4	0,21	7
<b>Compensación total ampliada</b>	<b>M€</b>	<b>378</b>	<b>1.330</b>	<b>108</b>	<b>1.817</b>
<b>INGRESOS SENP DE 2012</b>					
<b>Conceptos</b>	<b>Unidades</b>	<b>BALEARES</b>	<b>CANARIAS</b>	<b>C&amp;M</b>	<b>TOTAL</b>
Ingresos del despacho del OS [G]	M€	323	522	26	871
Ingresos a cargo de compensación [H]	M€	345	1.179	98	1.622
<b>Ingresos totales percibidos [I = G + H]</b>	<b>M€</b>	<b>668</b>	<b>1.701</b>	<b>124</b>	<b>2.493</b>
<b>Saldo SENP [J = I - C]</b>	<b>M€</b>	<b>-31</b>	<b>-147</b>	<b>-11</b>	<b>-188</b>

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
<b>Compensación total</b>	<b>M€</b>	<b>340</b>	<b>1.291</b>	<b>109</b>	<b>1.739</b>
Peaje de acceso	M€	2	4	0	6
Impuesto a la producción (7%)	M€	43	125	25	193
<b>Compensación total ampliada</b>	<b>M€</b>	<b>384</b>	<b>1.420</b>	<b>134</b>	<b>1.938</b>
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
<b>Ingresos totales percibidos [J = H + I]</b>	<b>M€</b>	<b>624</b>	<b>1.830</b>	<b>137</b>	<b>2.591</b>
<b>Saldo SENP [K = J - C]</b>	<b>M€</b>	<b>13</b>	<b>50</b>	<b>-222</b>	<b>-160</b>

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	<b>13.956.824</b>	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
<b>Anualidad 2015</b>	<b>283.471,38</b>	<b>:anualidad año 2015</b>

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 7 de marzo y Resolución extinta CNE de 12 de junio de 2008.
(-) Anualidad 2014	96.562,68	:anualidad año 2014 según art. 10 punto 2 cap V de Orden ITC/694/2008
<b>(=) IdPC a 31-12-14</b>	<b>784.079,85</b>	<b>:Importe pendiente de cobro a 31-12-2014</b>

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
<b>Anualidad 2014</b>	<b>96.057,24</b>	

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
<b>Total eléctricas</b>	<b>3.600.000.000,00</b>			<b>280.172.000,00</b>	<b>3.411.736.000,00</b>

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
<b>Total eléctricas</b>	<b>3.411.736.000,00</b>			<b>292.900.396,42</b>

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
<b>Total FADE</b>	<b>22.379.876.217,09</b>		<b>1.067.072.498,03</b>	<b>2.301.901.502,97</b>	<b>21.145.047.212,15</b>

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
<b>Total FADE</b>	<b>21.145.047.212,15</b>			<b>2.270.359.627,71</b>

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
<b>Incentivo inversión</b>	263.240	254.572
<b>Pago disponibilidad</b>	180.971	179.695
<b>Total</b>	<b>444.211</b>	<b>434.267</b>

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 meses<sup>29</sup>.

**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

<sup>29</sup> 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 euros<sup>30</sup>, 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 CNMC<sup>31</sup>, por lo que, probablemente, este importe será incorporado en la liquidación de los pagos de capacidad correspondientes a 2014.

---

<sup>30</sup> 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.

<sup>31</sup> 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
<b>Total</b>	<b>15.387.953</b>	<b>58.903.986</b>	<b>36.890.110</b>

**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
<b>Total</b>	<b>13.951.774</b>	<b>54.810.383</b>	<b>31.080.939</b>

**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
<b>Total</b>	<b>12.223.291</b>	<b>47.541.659</b>	<b>26.807.291</b>

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
<b>Total</b>	<b>404.530</b>	<b>2.041.848</b>	<b>1.280.048</b>

**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
<b>Total</b>	<b>362.204</b>	<b>1.826.771</b>	<b>1.049.569</b>

**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
<b>Total</b>	<b>310.009</b>	<b>1.565.602</b>	<b>964.711</b>

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
<b>Total</b>	<b>864.225</b>	<b>3.393.140</b>	<b>2.038.241</b>

**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
<b>Total</b>	<b>772.277</b>	<b>2.990.256</b>	<b>1.821.892</b>

**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
<b>Total</b>	<b>666.912</b>	<b>2.990.256</b>	<b>1.821.892</b>

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
<b>Total</b>	<b>n.d</b>	<b>n.d</b>	<b>n.d</b>

**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
<b>Total</b>	<b>n.d</b>	<b>n.d</b>	<b>n.d</b>

**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
<b>Total</b>	<b>n.d</b>	<b>n.d</b>	<b>n.d</b>

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
<b>Total</b>	<b>n.d</b>	<b>n.d</b>	<b>n.d</b>

**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
<b>Total</b>	<b>n.d</b>	<b>n.d</b>	<b>n.d</b>

**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
<b>Total</b>	<b>n.d</b>	<b>n.d</b>	<b>n.d</b>

Fuente: CNMC

