



**INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE  
ORDEN POR LA QUE SE DETERMINAN  
LOS PEAJES DE ACCESO DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA PARA 2015**

**IPN/DE/0014/14**

## **INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE DETERMINAN LOS PEAJES DE ACCESO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA 2015**

**Expte: IPN/DE/0014/14**

### **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA DE LA CNMC**

#### **Presidenta**

D<sup>a</sup> María Fernández Pérez

#### **Consejeros**

D. Eduardo García Matilla

D. Josep Maria Guinart Solà

D<sup>a</sup> Clotilde de la Higuera González.

D. Diego Rodríguez Rodríguez

#### **Secretario de la Sala**

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo.

En Madrid, a 11 de diciembre de 2014

Visto el expediente relativo al informe sobre la propuesta de Orden por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015, la **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA DE LA CNMC**, acuerda lo siguiente:

# Índice

|        |                                                                                                                                                                                                                                                              |    |
|--------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1.     | Antecedentes                                                                                                                                                                                                                                                 | 4  |
| 2.     | Fundamentos jurídicos                                                                                                                                                                                                                                        | 4  |
| 3.     | Contenido de la propuesta de Orden                                                                                                                                                                                                                           | 8  |
| 4.     | Consideraciones previas                                                                                                                                                                                                                                      | 9  |
| 4.1.   | Sobre el soporte jurídico de la propuesta de Orden                                                                                                                                                                                                           | 9  |
| 4.2.   | Sobre la retribución de la distribución de las empresas con menos de 100.000 clientes                                                                                                                                                                        | 10 |
| 4.3.   | Sobre la Circular 3/2014                                                                                                                                                                                                                                     | 10 |
| 4.4.   | Sobre el contenido de la Memoria                                                                                                                                                                                                                             | 11 |
| 5.     | Consideraciones generales                                                                                                                                                                                                                                    | 11 |
| 5.1.   | Sobre las previsiones de demanda, ingresos y costes                                                                                                                                                                                                          | 11 |
| 5.1.1. | Consideraciones sobre las previsiones de demanda                                                                                                                                                                                                             | 11 |
| 5.1.2. | Consideraciones sobre los ingresos                                                                                                                                                                                                                           | 13 |
| 5.1.3. | Consideraciones sobre los costes                                                                                                                                                                                                                             | 17 |
| 5.1.4. | Sobre la suficiencia de los ingresos para cubrir los costes previstos para 2015                                                                                                                                                                              | 24 |
| 5.2.   | Sobre los precios de los peajes de acceso para 2015                                                                                                                                                                                                          | 25 |
| 6.     | Consideraciones particulares                                                                                                                                                                                                                                 | 28 |
| 6.1.   | Artículo 1. Retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte del año 2015                                                                                                                                                                | 28 |
| 6.2.   | Artículo 2. Retribución de la actividad de distribución para el año 2015                                                                                                                                                                                     | 31 |
| 6.3.   | Artículo 3. Gestión comercial para 2015                                                                                                                                                                                                                      | 34 |
| 6.4.   | Nuevo Artículo. Incentivo (bonificación o penalización) a la reducción de pérdidas P <sub>2014</sub>                                                                                                                                                         | 34 |
| 6.5.   | Artículo 4. Anualidades del desajuste de ingresos para 2015                                                                                                                                                                                                  | 35 |
| 6.6.   | Artículo 5. Costes definidos como cuotas con destinos específicos y extracoste de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares                                                                                                   | 38 |
| 6.7.   | Disposición adicional segunda. Porcentajes a aplicar a efectos de la información sobre el destino del importe en la factura                                                                                                                                  | 40 |
| 6.8.   | Disposición transitoria primera. Retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español para 2015, y precios a cobrar a los agentes.                                                                                                          | 41 |
| 6.9.   | Disposición transitoria segunda. Retribución del operador del sistema para 2015, y precios a cobrar a los sujetos                                                                                                                                            | 43 |
| 6.10.  | Disposición final primera. Modificación de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad                                                  | 45 |
| 6.11.  | Disposición transitoria (nueva). Adaptación a 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 | 47 |
| 6.12.  | Erratas                                                                                                                                                                                                                                                      | 56 |

## 1. Antecedentes

Con fecha 16 de octubre de 2014 la Dirección General de Política Energética y Minas solicitó a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia los datos para elaborar el escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2015, de conformidad con el artículo 5.2.a) de la Ley 3/2013. Dicho informe fue aprobado por la Sala de Supervisión regulatoria en su reunión de 27 de noviembre de 2014 <sup>1</sup> (en adelante, Informe de la CNMC).

El 28 de noviembre de 2014 se recibió en la CNMC la propuesta de Orden por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica junto con la Memoria de Análisis del Impacto Normativo (MAIN) para que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 5.2 y en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, se emita informe con carácter urgente. Dichos documentos fueron remitidos para alegaciones a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad el pasado 1 de diciembre de 2014<sup>2</sup>.

## 2. Fundamentos jurídicos

El artículo 16 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de:

- a) Los precios de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, que se establecerán de acuerdo con la metodología establecida por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia considerando a estos efectos el coste de la retribución de estas actividades.
- b) Los cargos necesarios que se establecerán de acuerdo con la metodología prevista en el citado artículo para cubrir otros costes de las actividades del sistema que correspondan.

Por su parte, la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, determina que en las Leyes de Presupuestos Generales del Estado de cada año se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en el artículo 13 de la Ley del Sector Eléctrico, un importe equivalente a la suma de la estimación de la recaudación anual derivada de los tributos y cánones incluidos en la mencionada Ley 15/2012, de 27 de diciembre, y del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

---

<sup>1</sup> Ver Anexo I

<sup>2</sup> En el Anexo III del presente informe se adjuntan las alegaciones recibidas por escrito de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad (en adelante CCE).

En relación a la fijación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, el artículo 7.1.a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, contiene entre las funciones de esta comisión establecer mediante circular previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación la metodología para el cálculo de la parte de los peajes de acceso a las redes de electricidad correspondientes a los costes de transporte y distribución de acuerdo con el marco tarifario y retributivo establecido en la Ley 54/1997 (vigente Ley 24/2013, de 26 de diciembre) y en su normativa de desarrollo.

En el ejercicio de dicha función 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.

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 establecida por la CNMC, mientras que los cargos se establecerán conforme a la metodología que defina el Gobierno.

No obstante lo anterior, la disposición transitoria decimocuarta de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico determina que hasta el desarrollo de la metodología de cálculo de los cargos de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 16 de dicha ley, las cantidades que deberán satisfacer los consumidores para cubrir los costes del sistema serán fijadas por el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Adicionalmente, cabe señalar que la disposición transitoria primera de dicha Ley sobre aplicación de disposiciones anteriores y referencias a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece que, en tanto no se dicten las normas de desarrollo de la Ley 24/2013 que sean necesarias para la aplicación de alguno de sus preceptos, continuarán aplicándose las correspondientes disposiciones en vigor en materia de energía eléctrica.

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.

El artículo 13 de la Ley 24/2013, relativo a la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico, establece que mediante los ingresos del sistema eléctrico serán financiados los costes del mismo, que deberán determinarse de acuerdo con lo dispuesto en la ley y sus normas de desarrollo. Dicho artículo establece los ingresos y costes del sistema eléctrico.

Teniendo en cuenta la citada Ley, la metodología de retribución de las actividades de transporte y distribución se recoge en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica y en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

No obstante lo anterior, el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, establece que el primer periodo regulatorio de la actividad de transporte, fecha en la que se aplicará la metodología retributiva desarrollada en dicha norma, comenzará el 1 de enero del año posterior a aquel en que se produzca la aprobación de la orden de valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento de la red de transporte. Similar criterio se establece para la actividad de distribución en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre.

Puesto que no se ha producido la aprobación de las órdenes de valores unitarios, se aplicará el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Esta norma prevé en sus artículos 4.2 y 5.2 que la retribución a percibir por las actividades de transporte y distribución desde el 1 de enero del año 2014 hasta que se inicie el primer periodo regulatorio se calculará de acuerdo con la metodología recogida en los anexos II y IV de dicho Real Decreto-ley en los que se recoge la formulación detallada para el cálculo de la retribución.

Por otra parte, el 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 y la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, establecen el régimen retributivo específico de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos.

La retribución del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares se establece conforme a las Ordenes ITC/913/2006 e ITC/914/2006, de 30 de marzo, y el Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 de marzo, y el Real Decreto-Ley 20/2012, de 13 de julio.

Adicionalmente, la disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico establece que, desde el 1 de enero de 2014, los extracostes derivados de la actividad de producción de energía eléctrica cuando se desarrollen en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares de acuerdo a lo dispuesto en la Ley del Sector Eléctrico, serán financiados en un 50 por ciento con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

Por otra parte, se debe tener en cuenta que la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece en relación con los desajustes temporales para 2013, que las cantidades aportadas serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado. En este sentido, la disposición adicional decimoctava 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 millones de euros, sin perjuicio de los desajustes temporales que pudieran producirse en el sistema de liquidaciones eléctrico para dicho año.

Este déficit generará derechos de cobro consistentes en el derecho a percibir un importe de la facturación mensual por los ingresos del sistema durante los quince años sucesivos a contar desde el 1 de enero de 2014 hasta su satisfacción. 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 revisen los peajes y cargos.

Por otro lado, se contemplan los aspectos necesarios para la financiación de la retribución de OMI – Polo Español, S.A. (OMIE), operador del mercado, y de Red Eléctrica de España, S.A.U., como operador del sistema, en virtud de lo dispuesto en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y teniendo en cuenta la disposición transitoria primera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, sobre aplicación de disposiciones anteriores y referencias a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

En relación con la financiación del operador del mercado y del operador del sistema, la disposición adicional séptima de la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial estableció el mandato a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) de elaborar y enviar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una propuesta de metodología para el cálculo de la retribución de dichos operadores, así como la fijación de los precios que éstos deben cobrar de los agentes que participan en el mercado de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Dichas metodologías fueron aprobadas por la Sala de Supervisión regulatoria en su reunión de 6 de noviembre de 2014.

Finalmente, la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regula las condiciones del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad ofrecido por los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, los requisitos para participar como proveedor del mismo y el mecanismo competitivo para su asignación y ejecución, además de su régimen retributivo. A partir del 2015 el coste del servicio de



interrumpibilidad desaparece como coste del sistema por su incorporación en el componente de energía.

### 3. Contenido de la propuesta de Orden

La propuesta de orden consta de una exposición de motivos, seis artículos, cuatro disposiciones adicionales, dos disposiciones transitorias, una disposición derogatoria única, dos disposiciones finales y un anexo.

Los **artículos 1 a 6** establecen la retribución de las actividades reguladas para el ejercicio 2015. En particular, en el artículo 1 establece la retribución de transporte. En el artículo 2 se establece la retribución de la actividad de distribución. En el artículo 3 establece el desglose de la gestión comercial para 2015. El artículo 4 se establece el importe de cada una de las anualidades del desajuste de ingresos para el ejercicio 2015. En el artículo 5 se recogen los valores concretos de los porcentajes de los costes definidos como cuotas con destinos específicos según el Real Decreto 2017/21997 y el importe de la compensación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares. Finalmente, en el artículo 6 se establece la prórroga de los peajes establecidos en la Orden IET/107/2014 para 2015 de todos los peajes, con la excepción de los peajes 6.1A y 6.1B cuyos valores concretos se recogen en el Anexo de la propuesta de Orden.

En las **cuatro disposiciones adicionales** se establece:

- La prórroga de la aplicación del servicio de disponibilidad a medio plazo.
- Establece la información que debe reflejarse en las facturas de electricidad conforme a lo previsto en el apartado octavo.3 de la Resolución de 23 de mayo de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el contenido mínimo y el modelo de factura de electricidad.
- Establece un mandato a las empresas comercializadoras de energía para la remisión de información de precios de energía eléctrica.
- Otorga carácter definitivo de la retribución de la actividad distribución para el año 2011 de las empresas con más de 100.000 clientes conectados a sus redes y FEVASA y SOLANAR.

En las **disposiciones transitorias** se establece la retribución del Operador del Mercado y del Operador del Sistema para el ejercicio 2015, así como los correspondientes precios que deben aplicar ambos agentes a los productores

En la **disposición derogatoria** se derogan cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo dispuesto en la orden.

Por último, la propuesta de Orden incluye dos **disposiciones finales**:



- La disposición final primera modifica el mecanismo de reparto del coste del servicio de interrumpibilidad previsto en el artículo 13 de la Orden IET/2013/2013, de forma que se contempla su imputación a la demanda, en lugar de repartirlo entre productores de energía eléctrica y demanda.
- La disposición final segunda establece que la orden entrará en vigor el día 1 de enero de 2015.

## 4. Consideraciones previas

### 4.1. Sobre el soporte jurídico de la propuesta de Orden

La Orden sobre la que se emite el presente informe establece en su exposición de motivos que, dado que no se ha desarrollado la metodología de establecimiento de los cargos, los peajes de acceso serán fijados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, conforme a la estructura establecida en la normativa vigente. Esto es, conforme a la estructura establecida en la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica, en el Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética y en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de diciembre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

No obstante lo anterior, la propuesta de Orden establece precios de los términos de potencia y de energía para una estructura de peajes que difiere de la establecida en el Real Decreto 1164/2001.

Según se indica en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, la modificación del artículo 7.4 Real Decreto 1164/2001, a efectos de desdoblarse el peaje de acceso 6.1, de aplicación a consumidores conectados en el nivel de tensión comprendido entre 1 y 36 kV y potencia contratada superior a 450 kW en todos los periodos, en dos peajes de acceso denominados 6.1A, de aplicación a los consumidores conectados en redes de tensión mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV, y 6.1B, de aplicación a los consumidores conectados en redes de tensión mayor o igual a 30 kV y menor de 36 kV, está recogida en el proyecto de Real Decreto por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del año 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.

Se considera importante señalar que la Orden por la que se establecen los peajes de acceso para el ejercicio 2015 no puede ser aprobada con anterioridad a la entrada en vigor del citado Real Decreto, ya que carecería de soporte jurídico.

#### **4.2. Sobre la retribución de la distribución de las empresas con menos de 100.000 clientes**

Se indica que la propuesta de Orden remitida a esta Comisión el pasado 28 de noviembre no contenía el Anexo con la retribución individualizada de las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados en sus redes. El 10 de diciembre tuvo entrada en esta Comisión el citado anexo, al que se la ha dado consulta pública a través del Consejo Consultivo. Dicho anexo desagrega la retribución de cada una de las empresas de menos de 100.000 clientes.

#### **4.3. Sobre 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 establecida por 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, aspecto que no ha sido considerado en la propuesta de Orden.

Al respecto, cabe señalar que al contrario de la exposición de motivos de la Orden IET/107/2014, en la que se hacía referencia a la falta de aprobación de la Circular de la CNMC por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, en la propuesta de Orden no se recoge referencia alguna a la publicación en el Boletín Oficial del Estado de 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.

Esta Comisión considera que la no aplicación de la Circular 3/2014 hasta el desarrollo de la metodología de cálculo de los cargos supondría, de facto, limitar la competencia que tiene atribuida en la normativa.

#### 4.4. Sobre el contenido de la Memoria

La Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, si bien incluye un anexo, a diferencia de ejercicios anteriores, en el que se detalla la previsión de las variables de facturación para el ejercicio 2015, no contiene información explicativa que justifique las hipótesis consideradas para la determinación de los costes y, en consecuencia, de los peajes de acceso. Se considera deseable que en el futuro se realice un esfuerzo por mejorar el contenido de dicha información..

### 5. Consideraciones generales

#### 5.1. Sobre las previsiones de demanda, ingresos y costes

##### 5.1.1. Consideraciones sobre las previsiones de demanda

En el Cuadro 1 se resumen **las previsiones de demanda en barras de central (b.c.) y en consumo para el cierre del ejercicio 2014 y 2015**, según la información que acompaña a la propuesta de Orden, la información remitida por el Operador del Sistema y las empresas eléctricas a la CNMC y la previsión elaborada por la CNMC en respuesta a la solicitud de información de la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante informe de previsión) (véase Anexo I).

Se observa que la demanda en consumo prevista para el cierre del ejercicio 2014 y 2015 de la propuesta de Orden, según la Información que le acompaña, es similar a la demanda prevista por la CNMC. No obstante lo anterior, la demanda en b.c. para el cierre de 2014 y 2015 resultan superiores a las previstas por la CNMC, debido a que las pérdidas consideradas (10,5%), según se indica en la Memoria, son inferiores a las previstas por la CNMC (11,3%). Al respecto, se indica que las pérdidas medias consideradas en la previsión de la CNMC son acordes con la evolución registrada en los últimos doce meses.

**Cuadro 1. Previsiones para el cierre de 2014 y 2015 de la demanda en b.c. y en consumo según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden y el operador del Sistema, las empresas eléctricas y CNMC**

|                                           | 2013           | Previsión de cierre 2014 | % variación 2014 sobre 2013 | Previsión 2015 | % variación 2015 sobre 2014 |
|-------------------------------------------|----------------|--------------------------|-----------------------------|----------------|-----------------------------|
| <b><i>Demanda b.c.</i></b>                | <b>261.023</b> |                          |                             |                |                             |
| Propuesta de Orden                        |                | 255.933                  | -1,9%                       | 257.614        | 0,7%                        |
| Operador del Sistema                      |                | 260.794                  | -0,1%                       | 266.675        | 2,3%                        |
| Empresas distribuidoras                   |                | n.a.                     | n.a.                        | n.a.           | n.a.                        |
| Previsión CNMC                            |                | 258.721                  | -0,9%                       | 260.256        | 0,6%                        |
| <b><i>Demanda en consumidor final</i></b> | <b>234.601</b> |                          |                             |                |                             |
| Propuesta de Orden                        |                | 231.614                  | -1,3%                       | 232.924        | 0,6%                        |
| Operador del Sistema                      |                | n.a.                     | n.a.                        | n.a.           | n.a.                        |
| Empresas distribuidoras                   |                | 231.715                  | -1,2%                       | 233.060        | 0,6%                        |
| Previsión CNMC                            |                | 232.530                  | -0,9%                       | 233.920        | 0,6%                        |
| <b><i>Pérdidas implícitas</i></b>         | <b>11,3%</b>   |                          |                             |                |                             |
| Propuesta de Orden                        |                | 10,5%                    |                             | 10,6%          |                             |
| Operador del Sistema                      |                | n.a.                     | n.a.                        | n.a.           | n.a.                        |
| Empresas distribuidoras                   |                | n.a.                     | n.a.                        | n.a.           | n.a.                        |
| Previsión CNMC                            |                | 11,3%                    |                             | 11,3%          |                             |

Fuente: CNMC, REE y Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

En el Cuadro 2 se presenta la estructura de la demanda en consumo prevista para 2015, de acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden. La Memoria no aporta información sobre la demanda en consumo prevista para el cierre del ejercicio 2014.

No obstante, a diferencia de ejercicios anteriores, para el ejercicio 2015 en la Memoria que acompaña a la Orden se aporta información sobre la potencia contratada y energía consumida desagregada por peaje y periodo horario, lo que facilita la valoración del escenario de previsión de ingresos.

Al respecto, cabe señalar que, la previsión de potencias contratadas para 2015 por peaje de acceso y periodo horario de la propuesta de Orden es similar a la prevista por la CNMC, con la excepción de la potencia contratada por los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW y los consumidores conectados en media tensión con potencia contratada inferior a 450 kW (peajes de acceso 3.0 A y 3.1 A, respectivamente), ligeramente superior a la prevista por la CNMC. Por el contrario, la desagregación del consumo por periodos horarios difiere de la prevista por la CNMC para el ejercicio 2015 para los consumidores conectados en media y alta tensión. Con carácter general, el consumo de los periodos 3, 4 y 5 de la propuesta de Orden representan mayor porcentaje del consumo total y los de los periodos 1 y 2 menor porcentaje del consumo total en la propuesta de Orden que en la previsión de la CNMC.

**Cuadro 2. Previsión de demanda en consumo para 2015 desagregada por grupo tarifario según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden**

| Peaje                        | Previsión MINETUR 2015 (A) |                | Previsión CNMC 2015 (B) |                | % variación (B) sobre (A) |              | Diferencia (B) - (A) |               |
|------------------------------|----------------------------|----------------|-------------------------|----------------|---------------------------|--------------|----------------------|---------------|
|                              | Nº de clientes             | Consumo (GWh)  | Nº de clientes          | Consumo (GWh)  | Nº de clientes            | Consumo      | Nº de clientes       | Consumo (GWh) |
| <b>Baja Tensión</b>          | <b>28.728.752</b>          | <b>108.469</b> | <b>28.741.365</b>       | <b>107.916</b> | <b>0,0%</b>               | <b>-0,5%</b> | <b>12.613</b>        | <b>-552</b>   |
| <b>Pc (1) ≤ 10 kW</b>        | <b>27.090.366</b>          | <b>65.253</b>  | <b>27.102.360</b>       | <b>64.786</b>  | <b>0,0%</b>               | <b>-0,7%</b> | <b>11.994</b>        | <b>-467</b>   |
| 2.0 A                        | 25.802.763                 | 57.794         | 25.814.841              | 57.323         | 0,0%                      | -0,8%        | 12.078               | -470          |
| 2.0 DHA                      | 1.282.132                  | 7.429          | 1.282.048               | 7.432          | 0,0%                      | 0,0%         | -84                  | 3             |
| 2.0 DHS                      | 5.471                      | 30             | 5.471                   | 30             | 0,0%                      | 0,0%         | 0                    | 0             |
| <b>10 kW &lt; Pc ≤ 15 kW</b> | <b>882.986</b>             | <b>8.895</b>   | <b>883.393</b>          | <b>8.787</b>   | <b>0,0%</b>               | <b>-1,2%</b> | <b>407</b>           | <b>-107</b>   |
| 2.1 A                        | 706.236                    | 5.968          | 706.594                 | 5.860          | 0,1%                      | -1,8%        | 358                  | -107          |
| 2.1 DHA                      | 175.965                    | 2.918          | 175.973                 | 2.918          | 0,0%                      | 0,0%         | 8                    | 0             |
| 2.1 DHS                      | 785                        | 9              | 825                     | 9              | 5,2%                      | 0,1%         | 40                   | 0             |
| <b>Pc &gt; 15 kW (3.0 A)</b> | <b>755.400</b>             | <b>34.321</b>  | <b>755.613</b>          | <b>34.343</b>  | <b>0,0%</b>               | <b>0,1%</b>  | <b>213</b>           | <b>22</b>     |
| <b>Media tensión (2)</b>     | <b>106.580</b>             | <b>73.199</b>  | <b>106.631</b>          | <b>74.735</b>  | <b>0,0%</b>               | <b>2,1%</b>  | <b>51</b>            | <b>1.536</b>  |
| 3.1 A                        | 86.180                     | 16.010         | 86.218                  | 16.457         | 0,0%                      | 2,8%         | 38                   | 446           |
| 6.1 A                        | 18.425                     | 51.932         | 20.413                  | 58.279         | 0,1%                      | 1,9%         | 1.988                | 1.090         |
| 6.1 B                        | 1.975                      | 5.257          |                         |                |                           |              |                      |               |
| <b>Alta tensión</b>          | <b>2.615</b>               | <b>51.257</b>  | <b>2.615</b>            | <b>51.268</b>  | <b>0,0%</b>               | <b>0,0%</b>  | <b>0</b>             | <b>12</b>     |
| 6.2                          | 1.610                      | 16.986         | 1.610                   | 16.989         | 0,0%                      | 0,0%         | 0                    | 4             |
| 6.3                          | 429                        | 9.768          | 429                     | 9.770          | 0,0%                      | 0,0%         | 0                    | 2             |
| 6.4 (3)                      | 576                        | 24.503         | 576                     | 24.509         | 0,0%                      | 0,0%         | 0                    | 6             |
| <b>Total</b>                 | <b>28.837.947</b>          | <b>232.924</b> | <b>28.850.611</b>       | <b>233.920</b> | <b>0,0%</b>               | <b>0,4%</b>  | <b>12.665</b>        | <b>995</b>    |

Fuente: CNMC y Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

(1) Pc: Potencia contratada

(2) La previsión de la CNMC no desagrega entre 6.1 A y 6.1 B

(3) Incluye Trasvase Tajo-Segura

### 5.1.2. Consideraciones sobre los ingresos

Según la información que acompaña a la propuesta de Orden los **ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2014** ascienden a 17.396,8 M€, cifra 814,5 M€ inferior a la prevista para el ejercicio en la Orden IET/107/2014. Esta diferencia está motivada, por una parte, por los menores ingresos por peajes de acceso de los consumidores, originado por la disminución de la potencia a facturar, respecto de las inicialmente previstas y, por otra parte, por los menores ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012, parcialmente compensado por la introducción de los ingresos procedentes del canon hidráulico correspondientes al ejercicio 2013 (276,6 M€).

**Cuadro 3. Previsión de ingresos para el cierre de 2014 según la propuesta de Orden**

| Ingresos de regulados (miles €)           | Previsión anual<br>2014<br>Orden<br>IET/107/2014<br>[ 1 ] | Previsión<br>cierre 2014<br>MINETUR<br>[ 2 ] | Diferencia<br>[ 2 ] - [ 1 ] |
|-------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|----------------------------------------------|-----------------------------|
| <b>Ingresos por peajes de acceso (A)</b>  | <b>14.960.572</b>                                         | <b>14.217.567</b>                            | <b>- 743.005</b>            |
| Ingresos por peajes de consumidores       | 14.705.474                                                | 13.961.000                                   | - 744.474                   |
| Ingresos por peajes a generadores         | 129.698                                                   | 127.967                                      | - 1.731                     |
| Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014    | 17.600                                                    | 17.600                                       | -                           |
| Ingresos de conexiones internacionales    | 107.800                                                   | 111.000                                      | 3.200                       |
| <b>Ingresos externos a peajes (B)</b>     | <b>3.250.720</b>                                          | <b>3.179.232</b>                             | <b>- 71.488</b>             |
| Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales  | 2.906.920                                                 | 2.558.832                                    | - 348.088                   |
| Ingresos subastas CO2                     | 343.800                                                   | 343.800                                      | -                           |
| Canon hidráulico ejercicio 2013           |                                                           | 276.600                                      | 276.600                     |
| <b>Total ingresos regulados (A) + (B)</b> | <b>18.211.292</b>                                         | <b>17.396.799</b>                            | <b>- 814.493</b>            |

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Respecto de la previsión de ingresos para el cierre del ejercicio 2014, se formulan las siguientes observaciones.

- Si bien en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no se aporta información sobre las variables de facturación previstas para el cierre del ejercicio 2014, se indica que los ingresos por peajes de acceso previstos para el cierre del ejercicio (14.218 M€) son similares a los previstos por esta Comisión (14.192 M€).
- Los ingresos externos a peajes previstos para el cierre del ejercicio 2014 son 348,1 M€ inferiores a los previstos en la Orden IET/107/2014, sin que en la Memoria que acompaña la propuesta de Orden se justifique el motivo de dicha reducción. Al respecto, se indica que según las previsiones de la CNMC<sup>3</sup> los ingresos previstos por este concepto para el ejercicio 2014 ascienden a 3.192,3 M€ (2.904,3 M€ por los impuestos de la Ley 15/2014 y 288 M€ por los ingresos procedentes de las subastas de CO<sub>2</sub>), sin incluir el canon hidráulico correspondiente al ejercicio 2013.

<sup>3</sup> Véase Anexo II del "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".

Los ingresos previstos para 2015 por la aplicación de los peajes de acceso de la propuesta de Orden ascienden a 13.497,5<sup>4</sup> M€, de acuerdo con la Memoria. Estos ingresos no incluyen la facturación por energía reactiva y excesos de potencia (204 M€), los peajes a generadores (128,6 M€), la liquidación del recargo del 20% sobre el PVPC de los clientes en régimen transitorio (17,6 M€) ni los ingresos por exportaciones y rentas de congestión (127,6 M€). Los ingresos totales previstos para el ejercicio 2015, resultado de considerar los conceptos anteriores ascienden a 13.975,3<sup>5</sup> M€ (véase Cuadro 4).

Adicionalmente, en la Memoria se estiman en 3.320 M€ los ingresos procedentes de la subasta de emisiones de CO<sub>2</sub> (estimados en 330,3 M€) y los ingresos por la aplicación de la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética (estimados en 2.989,7 M€).

---

<sup>4</sup> Se ha detectado una inconsistencia en los ingresos por peajes de acceso considerado en el cuadro que contiene el detalle de los ingresos por peajes de acceso (13.497.518 miles de €) y los ingresos considerados en el escandallo de costes para 2015 (13.498.000 miles de €).

<sup>5</sup> Se ha tomado como ingresos por peajes de acceso 13.497.518 miles de €, recogido en el cuadro de la página 17 de la memoria que acompaña a la propuesta de Orden.



**Cuadro 4. Previsión de ingresos para 2015 según la propuesta de Orden**

| Peaje                                             | Nº de clientes    | Consumo (GWh)  | Facturación acceso (miles €) |
|---------------------------------------------------|-------------------|----------------|------------------------------|
| <b>Baja Tensión</b>                               | <b>28.728.752</b> | <b>108.469</b> | <b>10.100.518</b>            |
| <b>Pc ≤ 10 kW</b>                                 | <b>27.090.366</b> | <b>65.253</b>  | <b>6.975.175</b>             |
| 2.0 A                                             | 25.802.763        | 57.794         | 6.544.381                    |
| 2.0 DHA                                           | 1.282.132         | 7.429          | 429.423                      |
| 2.0 DHS                                           | 5.471             | 30             | 1.372                        |
| <b>10 kW &lt; Pc ≤ 15 kW</b>                      | <b>882.986</b>    | <b>8.895</b>   | <b>922.848</b>               |
| 2.1 A                                             | 706.236           | 5.968          | 729.552                      |
| 2.1 DHA                                           | 175.965           | 2.918          | 192.569                      |
| 2.1 DHS                                           | 785               | 9              | 727                          |
| <b>Pc &gt; 15 kW (3.0 A)</b>                      | <b>755.400</b>    | <b>34.321</b>  | <b>2.202.495</b>             |
| 3.0 A                                             | 755.400           | 34.321         | 2.202.495                    |
| <b>Media tensión</b>                              | <b>106.580</b>    | <b>73.199</b>  | <b>2.800.625</b>             |
| 3.1 A                                             | 86.180            | 16.010         | 877.929                      |
| 6.1 A                                             | 18.425            | 51.932         | 1.725.766                    |
| 6.1 B                                             | 1.975             | 5.257          | 196.930                      |
| <b>Alta tensión</b>                               | <b>2.615</b>      | <b>51.257</b>  | <b>596.374</b>               |
| 6.2                                               | 1.610             | 16.986         | 266.589                      |
| 6.3                                               | 429               | 9.768          | 121.074                      |
| 6.4 (1)                                           | 576               | 24.503         | 208.711                      |
| <b>Total</b>                                      | <b>28.837.947</b> | <b>232.924</b> | <b>13.497.518</b>            |
| <b>Otros ingresos de acceso</b>                   |                   |                | <b>477.780</b>               |
| Facturación excesos de potencia, reactiva         |                   |                | 204.000                      |
| Ingresos por exportaciones y rentas de congestión |                   |                | 127.600                      |
| Peajes Generadores                                |                   |                | 128.580                      |
| Ingresos art. 21 Orden ITC/1659/2009              |                   |                | 17.600                       |
| <b>Total ingresos</b>                             |                   |                | <b>13.975.298</b>            |
| <b>Ingresos externos a peajes (B)</b>             |                   |                | <b>3.320.000</b>             |
| Ingresos Ley de Medidas Fiscales                  |                   |                | 2.989.700                    |
| Ingresos por CO <sub>2</sub>                      |                   |                | 330.300                      |
| <b>Total ingresos</b>                             |                   |                | <b>17.295.298</b>            |

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Respecto al escenario de ingresos previstos en la Memoria, se señalan los siguientes aspectos:

– *Ingresos por peajes de acceso de consumidores*

Esta Comisión valora adecuadamente la información aportada en la Memoria sobre las variables de facturación por grupo tarifario, lo que ha permitido contrastar la previsión de ingresos por peajes de acceso de los consumidores para el ejercicio 2015.

– *Ingresos por peajes a los generadores*

Los ingresos por la aplicación de peajes a generadores ascienden a 128,6 M€, cifra inferior a la que resulta de aplicar el peaje de generación a la previsión de demanda nacional. Si bien en la Memoria no se aporta información sobre la cobertura de la demanda para el ejercicio 2015, según las previsiones del Operador del Sistema el saldo de los intercambios internacionales es exportador (8.329 GWh), por lo que los ingresos por peajes de generación previstos para el ejercicio 2015 podrían estar infravalorados en, aproximadamente, 4 M€.

– *Ingresos derivados de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.*

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, se estiman en 2.989,7 M€ de ingresos procedentes de la Ley 15/2012 y 330,3 M€ de ingresos procedentes de la subasta de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>., importe que coinciden con los considerados en el proyecto de Presupuestos Generales del Estado para el año 2015. Cabe señalar el incremento del 4,4% respecto de la previsión de cierre del ejercicio 2014, sin que en la Memoria que acompaña la Orden se justifique el motivo de dicho incremento.

### **5.1.3. Consideraciones sobre los costes**

En el este apartado se analiza, en primer lugar, el desajuste de ingresos de 2014 incluido en la propuesta de Orden, por ser una partida de coste con impacto en el escandallo de costes de 2015.

En segundo lugar, se resumen los costes previstos para 2015: cabe indicar que, primero, se exponen las previsiones incluidas en la propuesta de Orden y memoria justificativa y, posteriormente, se incluyen las consideraciones de la CNMC, en su caso, sobre las estimaciones presentadas en la propuesta de Orden.

## Desajuste del ejercicio 2014

En el Cuadro 5 se comparan los costes de acceso previstos para el 2014 en la Orden IET/107/2014 y los considerados en la propuesta de Orden. Se observa que los costes regulados previstos para el cierre del ejercicio resultan un 4,5% (817,3 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 505 M€ y 301,4 M€, respectivamente, a los inicialmente previstos.

**Cuadro 5. Comparación de los costes de acceso previstos por el MINETUR para 2014 en la Orden ITC/1491/2013 y en la propuesta de Orden.**

| Costes e ingresos del sistema (Miles €)                  | Orden IET/107/2014 [ 1 ] | Propuesta OM de 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 RECORE</b>                                | 7.630.000                | 7.125.000                                     | - 505.000                | -6,6%                         |
| <b>Retribución sistemas no peninsulares</b>              | 903.000                  | 903.000                                       | -                        | 0,0%                          |
| <b>Servicio de interrumpibilidad</b>                     | 550.000                  | 550.000                                       | -                        | 0,0%                          |
| <b>Cuotas</b>                                            | 88.930                   | 88.930                                        | -                        | 0,0%                          |
| Tasa CNMC                                                | 22.059                   | 22.059                                        | -                        | 0,0%                          |
| Moratoria nuclear                                        | 66.724                   | 66.724                                        | -                        | 0,0%                          |
| 2ª parte del ciclo de combustible nuclear                | 147                      | 147                                           | -                        | 0,0%                          |
| <b>Anualidades déficit actividades reguladas</b>         | 2.966.993                | 2.936.801                                     | - 30.192                 | -1,0%                         |
| <b>Desajuste de ejercicios anteriores</b>                |                          |                                               | -                        |                               |
| <b>Imputación de pérdidas</b>                            | 120.000                  | 130.000                                       | 10.000                   | 8,3%                          |
| <b>Costes de acceso (A)</b>                              | <b>18.975.957</b>        | <b>18.450.765</b>                             | <b>- 525.192</b>         | <b>-2,8%</b>                  |
| <b>Déficit (+) Superavit (-) Pagos por Capacidad (B)</b> | <b>- 545.239</b>         | <b>- 899.000</b>                              | <b>- 353.761</b>         | <b>64,9%</b>                  |
| <b>Ingresos Pagos por capacidad</b>                      | 1.462.347                | 1.417.000                                     | - 45.347                 | -3,1%                         |
| <b>Coste Pagos por Capacidad</b>                         | 917.108                  | 518.000                                       | - 399.108                | -43,5%                        |
| Incentivo a la inversión                                 | 270.603                  | 264.000                                       | - 6.603                  | -2,4%                         |
| Incentivo a la disponibilidad                            | 187.096                  | 180.000                                       | - 7.096                  | -3,8%                         |
| Resolución Restricciones por Garantía de Suministro      | 459.409                  | 158.000                                       | - 301.409                | -65,6%                        |
| Liquidación definitiva RGS 2011                          |                          | - 65.000                                      | - 65.000                 |                               |
| Liquidación definitiva RGS 2012                          |                          | - 19.000                                      | - 19.000                 |                               |
| <b>Otros costes (+) ingresos (-) regulados (C)</b>       | <b>- 227.845</b>         | <b>- 166.178</b>                              | <b>61.667</b>            | <b>-27,1%</b>                 |
| <b>Liquidaciones definitivas 2009-2011</b>               | - 61.178                 | - 61.178                                      | -                        | 0,0%                          |
| Liquidación definitiva 2009                              |                          |                                               | -                        |                               |
| Liquidación definitiva 2010                              |                          |                                               | -                        |                               |
| Liquidación definitiva 2011                              |                          |                                               | -                        |                               |
| <b>Impacto RDL 9/2013 sobre RE</b>                       | - 166.667                | - 200.000                                     | - 33.333                 | 20,0%                         |
| Reliquidaciones ejercicio 2013                           |                          |                                               |                          |                               |
| Reliquidaciones ejercicio 2014                           |                          |                                               |                          |                               |
| <b>Estimación sobrecostes adicionales SEIE 2012</b>      |                          | 95.000                                        | 95.000                   |                               |
| <b>Incentivo de pérdidas retribución 2014</b>            |                          |                                               |                          |                               |
| <b>Regularización del término DIF</b>                    |                          |                                               |                          |                               |
| <b>Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)</b>       | <b>18.202.873</b>        | <b>17.385.587</b>                             | <b>- 817.286</b>         | <b>-4,5%</b>                  |

Fuentes: Orden IET/107/2014, propuesta de Orden y memoria que le acompaña.

Cabe señalar que, los costes previstos para el cierre de 2014 según la información contenida en la Memoria, son similares a los previstos por la

CNMC en su informe (véase Anexo I). No obstante lo anterior, se señalan los siguientes aspectos:

- *Retribución sistemas no peninsulares*

Según la última información disponible en la CNMC, 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.

- *Anualidades para la financiación del déficit*

Como consecuencia de la actualización del tipo de interés para los pagos correspondientes a noviembre y diciembre de 2014 a los titulares del derecho de cobro del déficit ex ante, que pasa del 0,876% previsto en la Orden IET/107/2014, al 0,732% (resultante con el Euribor a 3 meses de noviembre de 2014 más 65 puntos básicos), la anualidad final del ejercicio 2014 a satisfacer a los titulares del derecho de cobro asciende a 96.455,38 miles de euros. Esta anualidad es 107,30 miles de euros inferior a la prevista en la Orden IET/107/2014.

Por otra parte, desde la publicación de la Orden IET/107/2014 hasta el 2 de diciembre 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 €)

- *Cuotas*

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se mantienen los costes que se recuperan a través de una cuota con destino específico, a pesar de que los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2014 son un 5,2% inferiores a los previstos en la Orden IET/107/2014.

- *Previsión de pérdidas*

Se indica que en la Liquidación 10/2014 el importe por este concepto asciende a 137,1 M€. Según la estimación de la CNMC el importe por imputación de la diferencia de pérdidas ascenderá a 168,7 M€ en 2014, cifra 38,7 M€ superior a la prevista en la propuesta de Orden.

- *Saldo de los pagos por capacidad*

El saldo de los pagos por capacidad incluye la liquidación definitiva del mecanismo de restricciones por garantía de suministro (RGS) correspondiente a los ejercicios 2011 y 2012.

Al respecto se indica, por una parte, que los importes considerados en la propuesta de Orden se corresponden con los estimados por la CNMC suponiendo que no se reconocen a las centrales de carbón las inversiones realizadas por los titulares a partir del 1 de enero de 2010. Y, por otra parte, que está pendiente de aprobación la Resolución de la DGPEM por la que se establece el procedimiento de cálculo de los costes reales.

- *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, 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€, mientras que la liquidación definitiva del ejercicio 2010 ha supuesto un menor coste respecto de la Liquidación 14/2010 de 8,7 M€. El impacto conjunto de ambas liquidaciones asciende a 64,5 M€.

- *Estimación sobrecostes adicionales SEIE*

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se estima en 95 M€ el sobrecoste adicional de los SEIE correspondiente al ejercicio 2012, sin que en la misma se indique el régimen retributivo que se considerado en su cálculo.

Esta Comisión no dispone de los medios necesarios para calcular 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 sobre los costes de los ejercicios afectados, por lo que no le es posible valorar el importe contenido en la propuesta de Orden.

- *Incentivo a la reducción de pérdidas 2014*

Se considera necesario incluir el incentivo a la reducción de pérdidas P<sub>2014</sub>, calculado en base a las medidas de 2012, que asciende a -36,1 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 propuesta de Orden (véase Anexo I).

En el Cuadro 6 se muestra el **déficit previsto para 2014 según la Memoria de la propuesta de Orden**. Se observa que según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden los ingresos previstos para el cierre de 2014 serían suficientes para cubrir los costes previstos.

**Cuadro 6. Déficit previsto para el cierre del ejercicio 2014 según la información que acompaña a la propuesta de Orden**

| 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>14.217.567</b>             | <b>- 743.005</b>         | <b>-5,0%</b>                  |
| Ingresos por peajes de consumidores                 | 14.705.474               | 13.961.000                    | - 744.474                | -5,1%                         |
| Ingresos por peajes a generadores                   | 129.698                  | 127.967                       | - 1.731                  | -1,3%                         |
| Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014              | 17.600                   | 17.600                        | -                        | 0,0%                          |
| Ingresos de conexiones internacionales              | 107.800                  | 111.000                       | 3.200                    | 3,0%                          |
| <b>Ingresos externos a peajes (B)</b>               | <b>3.250.720</b>         | <b>3.179.232</b>              | <b>- 71.488</b>          | <b>-2,2%</b>                  |
| Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales            | 2.906.920                | 2.558.832                     | - 348.088                | -12,0%                        |
| Ingresos subastas CO2                               | 343.800                  | 343.800                       | -                        | 0,0%                          |
| Canon hidráulico ejercicio 2013                     |                          | 276.600                       | 276.600                  |                               |
| <b>Total ingresos regulados (C) = (A) + (B)</b>     | <b>18.211.292</b>        | <b>17.396.799</b>             | <b>- 814.493</b>         | <b>-4,5%</b>                  |
| <b>Costes regulados (D)</b>                         | <b>18.202.873</b>        | <b>17.385.587</b>             | <b>- 817.286</b>         | <b>-4,5%</b>                  |
| Costes de acceso                                    | 18.975.957               | 18.450.765                    | - 525.192                | -2,8%                         |
| Saldo de pagos por capacidad                        | - 545.239                | - 899.000                     | - 353.761                | 64,9%                         |
| Otros costes regulados                              | - 227.845                | - 166.178                     | 61.667                   | -27,1%                        |
| <b>Desajuste de actividades reguladas (C) - (D)</b> | <b>8.419</b>             | <b>11.212</b>                 | <b>2.793</b>             | <b>33,2%</b>                  |

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

(1) Incluye imputación de pérdidas

#### • Costes previstos para 2015

En el Cuadro 7 se comparan los costes previstos para el cierre de 2014 y 2015, según la información que acompaña a la propuesta de Orden. Se prevé una reducción del 2,8% de los costes de acceso, motivado, fundamentalmente, por el traspaso del coste del servicio de interrumpibilidad al componente de energía.

Según la Memoria, los costes totales previstos para 2015, una vez incorporado el saldo de los pagos por capacidad (-685 M€) y considerando el impacto de los

ingresos y costes extraordinarios (10 M€), ascienden 17.262,2 M€, cifra inferior en 123,4 M€ (-0,7%) a los costes previstos para el cierre del ejercicio 2014.

**Cuadro 7. Comparación de los costes de acceso previstos por el MINETUR para el cierre de 2014 y 2015, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden**

| Costes e ingresos del sistema (Miles €)                  | Liquidación de cierre 2014 [ 1 ] | Previsión 2015 [ 2 ] | Diferencia [ 2 ] - [ 1 ] | % variación [ 2 ] sobre [ 1 ] |
|----------------------------------------------------------|----------------------------------|----------------------|--------------------------|-------------------------------|
| <b>Coste Transporte</b>                                  | 1.673.890                        | 1.703.726            | 29.836                   | 1,8%                          |
| <b>Coste Distribución</b>                                | 5.043.144                        | 5.087.341            | 44.197                   | 0,9%                          |
| <b>Retribución RECORE</b>                                | 7.125.000                        | 7.100.000            | - 25.000                 | -0,4%                         |
| <b>Retribución sistemas no peninsulares</b>              | 903.000                          | 887.170              | - 15.830                 | -1,8%                         |
| <b>Servicio de interrumpibilidad</b>                     | 550.000                          | -                    | - 550.000                | -100,0%                       |
| <b>Cuotas</b>                                            | 88.930                           | 88.930               | -                        | 0,0%                          |
| Tasa CNMC                                                | 22.059                           | 22.059               | -                        | 0,0%                          |
| Moratoria nuclear                                        | 66.724                           | 66.724               | -                        | 0,0%                          |
| 2ª parte del ciclo de combustible nuclear                | 147                              | 147                  | -                        | 0,0%                          |
| <b>Anualidades déficit actividades reguladas</b>         | 2.936.801                        | 2.970.012            | 33.211                   | 1,1%                          |
| <b>Desajuste de ejercicios anteriores</b>                | -                                | -                    | -                        | -                             |
| <b>Imputación de pérdidas</b>                            | 130.000                          | 100.000              | - 30.000                 | -23,1%                        |
| <b>Costes de acceso (A)</b>                              | <b>18.450.765</b>                | <b>17.937.179</b>    | <b>- 513.586</b>         | <b>-2,8%</b>                  |
| <b>Déficit (+) Superavit (-) Pagos por Capacidad (B)</b> | <b>- 899.000</b>                 | <b>- 685.000</b>     | <b>214.000</b>           | <b>-23,8%</b>                 |
| <b>Ingresos Pagos por capacidad</b>                      | 1.417.000                        | 1.420.000            | 3.000                    | 0,2%                          |
| <b>Coste Pagos por Capacidad</b>                         | 518.000                          | 735.000              | 217.000                  | 41,9%                         |
| Incentivo a la inversión                                 | 264.000                          | n.d.                 |                          |                               |
| Incentivo a la disponibilidad                            | 180.000                          | n.d.                 |                          |                               |
| Resolución Restricciones por Garantía de Suministro      | 158.000                          | n.d.                 |                          |                               |
| Liquidación definitiva RGS 2011                          | - 65.000                         |                      |                          |                               |
| Liquidación definitiva RGS 2012                          | - 19.000                         |                      |                          |                               |
| <b>Otros costes (+) ingresos (-) regulados (C)</b>       | <b>- 166.178</b>                 | <b>10.000</b>        | <b>176.178</b>           | <b>-106,0%</b>                |
| <b>Liquidaciones definitivas 2009-2011</b>               | - 61.178                         |                      | 61.178                   | -100,0%                       |
| <b>Impacto RDL 9/2013 sobre RE</b>                       | - 200.000                        | - 50.000             | 150.000                  | -75,0%                        |
| <b>Estimación sobrecostes adicionales SEIE 2012</b>      | 95.000                           |                      | - 95.000                 | -100,0%                       |
| <b>Ejecución Sentencias</b>                              |                                  | 60.000               | 60.000                   |                               |
| <b>Total costes regulados (D) = (A) + (B)+ (C)</b>       | <b>17.385.587</b>                | <b>17.262.179</b>    | <b>- 123.408</b>         | <b>-0,7%</b>                  |

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Respecto de los costes previstos para el ejercicio 2015 se realizan las siguientes consideraciones:

- *Retribución del transporte*

La retribución del transporte estimada por la CNMC aplicando lo dispuesto en el artículo 4.2 Real Decreto-ley 9/2013 asciende a 1.712,1 M€, cifra que supera en 8,4 M€ al importe considerado en la propuesta de Orden (véase epígrafe 6.1).

- *Retribución de la distribución*

La retribución de la distribución estimada por la CNMC aplicando lo dispuesto en el artículo 5.2 Real Decreto-ley 9/2013 asciende a 5.020,8 M€, cifra 9,8 M€ inferior al importe considerado en la propuesta de Orden (véase epígrafe 6.2).



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

Esta Comisión estima que 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 2015 asciende a 6.683 M€ (véase Anexo I, pág. 86). Esta cifra es inferior en 416,7 M€ a la prevista en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

- *Impacto del RDL 9/2013 sobre la retribución RECORE*

Esta Comisión ha señalado en su informe de previsiones la incertidumbre del impacto del procedimiento establecido en la Disposición transitoria octava del RD 413/2014 sobre la retribución de la producción renovable, y su reparto entre ejercicios. La cifra pendiente de ingreso en 2015 correspondiente a estas reliquidaciones asciende, según esta Comisión, a 550 M€, frente a los 50 M€ de la propuesta de Orden.

Se pone de manifiesto la relevancia de la diferencia en la estimación de los dos conceptos anteriormente señalados.

- *Retribución sistemas no peninsulares*

La propuesta de Orden incluye en el artículo 5.2 la financiación del 50% de la compensación extrapeninsular prevista para el ejercicio 2015. Cabe señalar que, el importe previsto para el ejercicio 2015 coincide con el importe incluido en el proyecto de Ley de Presupuestos Generales para 2015. Al respecto, esta Comisión se remite a la previsión contenida en su informe de previsión de ingresos y costes para 2015.

- *Anualidades para la financiación del desajuste*

Es necesaria la actualización de las anualidades de la propuesta de Orden, ya que mantiene las anualidades establecidas en la Orden IET/107/2014. El impacto sobre los costes previstos para 2015 de la actualización de las anualidades asciende a -35,8 M€.

- *Imputación de pérdidas*

Desde el 1 de junio de 2014 y hasta el 31 de marzo de 2015 resultan de aplicación unos nuevos coeficientes de pérdidas ajustados con el objetivo de reducir el coste del cierre de energía. Si bien no se dispone aún de medidas que permitan cuantificar la reducción del cierre de energía durante el segundo trimestre de 2014 y primer trimestre de 2015, teniendo en cuenta que, de acuerdo con la Disposición transitoria séptima del RD 216/2014 punto 1.B), el cierre de energía pasará a ser eliminarse a partir de abril de 2015, la estimación incluida en la propuesta de Orden de 100M€ podría considerarse elevada.

- *Saldo de los pagos por capacidad*

Según la Memoria, se estima en 685 M€ el saldo de los pagos por capacidad, cifra inferior en 214 M€ a la prevista para el cierre del ejercicio 2014. Esta reducción del saldo de los pagos por capacidad se está motivada por un incremento del coste del 41,9% respecto de la previsión para el cierre del ejercicio 2014, sin que en la Memoria se aporte información que permita su valoración.

La CNMC ha estimado en 434,3 M€ el coste derivado del incentivo a la inversión (254,6 M€) y el coste asociado al servicio de disponibilidad (179,7 M€), inferior en 300,7 M€ al coste incluido en la Memoria. Este diferencial de coste podría ser debido bien a la prolongación del mecanismo de restricciones por garantía de suministro o bien a la introducción de un mecanismo similar, en coherencia con el Marco de actuación para la minería del carbón y las comarcas mineras en el periodo 2013-2018.

- *Ejecución de sentencias*

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se estima en 60 M€ el impacto de diversas sentencias sobre los costes del ejercicio 2015, si bien no se aporta información que permita su valoración.

- *Desajuste del ejercicio 2014*

Conforme se establece en el artículo 19.4 de la Ley 24/2013, el superávit de ingresos que pudieran resultar de las liquidaciones del sistema eléctrico en cada ejercicio debería incluirse como ingreso liquidable del ejercicio 2015, dado que a la fecha de elaboración del presente informe no se ha regulado el procedimiento por el cual se aplica el superávit a la reducción de los importes pendientes de devolución de desajustes de ejercicios anteriores.

#### **5.1.4. Sobre la suficiencia de los ingresos para cubrir los costes previstos para 2015**

En el Cuadro 8 se presenta el escenario de ingresos y costes previstos en la Memoria que acompaña la propuesta de Orden. Se observa que, según el escenario de ingresos y costes de la propuesta de Orden, los ingresos del sistema serían suficientes para cubrir los costes de acceso previstos para 2015, teniendo en cuenta el saldo de los pagos por capacidad.

**Cuadro 8. Escenario de ingresos y costes previstos para 2015 según la memoria que acompaña a la propuesta de Orden**

|                                                                                     | Propuesta de Orden<br>(M€) |
|-------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|
| <b>Ingresos regulados (miles €) (A)</b>                                             | <b>13.975.298</b>          |
| <b>Ingresos por tarifas de acceso</b>                                               | <b>13.957.698</b>          |
| Ingreso peajes de acceso                                                            | 13.497.518                 |
| Ingresos reactiva y excesos capacidad                                               | 204.000                    |
| Ingresos por exportaciones                                                          | 127.600                    |
| Peajes Generadores                                                                  | 128.580                    |
| <b>Ingresos art. 21 Orden ITC/1659/2009</b>                                         | <b>17.600</b>              |
| <b>Costes de acceso (miles €) (B) (1)</b>                                           | <b>17.937.179</b>          |
| <b>Saldo Pagos por capacidad (miles €) (C)</b>                                      | <b>- 685.000</b>           |
| <b>Ingresos y Costes Extraordinarios</b>                                            | <b>10.000</b>              |
| <b>Déficit/superávit 2013 actividades reguladas<br/>(E) = (A) - (B) - (C) - (D)</b> | <b>- 3.286.881</b>         |
| <b>Otros ingresos previstos (miles €) (F)</b>                                       | <b>3.320.000</b>           |
| Ingresos Ley de Medidas Fiscales                                                    | 2.989.700                  |
| Ingresos por CO <sub>2</sub>                                                        | 330.300                    |
| <b>Déficit/superávit total (miles €) (E) + (F)</b>                                  | <b>33.119</b>              |

Fuente: propuesta de Orden y Memoria que la acompaña  
(1) Incluye la imputación de pérdidas

## 5.2. Sobre los precios de los peajes de acceso para 2015

La propuesta de Orden mantiene en 2015 los precios de la Orden IET/107/2014 para todos los consumidores con la excepción de los acogidos al peaje 6.1 B. Este peaje es de aplicación a los consumidores conectados en redes de tensión mayor o igual a 30 kV y menor de 36 kV, conforme a la modificación del Real Decreto 1164/2001 introducida en la Disposición final quinta del 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.

Respecto de la modificación de la estructura de peajes de acceso, esta Comisión se remite a las observaciones del *Informe sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor y su régimen jurídico de contratación*<sup>6</sup> y del “*Informe 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 este sentido, se indica que varios miembros del Consejo Consultivo de Electricidad han señalado que dicha desagregación carece de justificación y que podría ser considerada discriminatoria.

Respecto de los precios, el Anexo de la propuesta de Orden establece una reducción de los términos de potencia y energía del 15,1% y 12,3%, respectivamente (véase Cuadro 9).

**Cuadro 9. Precios de los términos de potencia y energía aplicable a los consumidores conectados en redes de tensión mayor o igual a 30 kV y menor de 36 kV en la Orden IET/107/2014 y en la propuesta de Orden**

| Periodo   | Orden IET/107/2014<br>Peaje 6.1 |               | Propuesta Orden<br>Peaje 6.1 B |            | Variación 6.1 B sobre 6.1 |        |
|-----------|---------------------------------|---------------|--------------------------------|------------|---------------------------|--------|
|           | Tp<br>(€/kW y año)              | Te<br>(€/kWh) | Tp (€/kW y<br>año)             | Te (€/kWh) | Tp                        | Te     |
| Periodo 1 | 39,139427                       | 0,026674      | 33,237522                      | 0,023381   | -15,1%                    | -12,3% |
| Periodo 2 | 19,586654                       | 0,019921      | 16,633145                      | 0,017462   | -15,1%                    | -12,3% |
| Periodo 3 | 14,334178                       | 0,010615      | 12,172701                      | 0,009306   | -15,1%                    | -12,3% |
| Periodo 4 | 14,334178                       | 0,005283      | 12,172701                      | 0,004631   | -15,1%                    | -12,3% |
| Periodo 5 | 14,334178                       | 0,003411      | 12,172701                      | 0,00299    | -15,1%                    | -12,3% |
| Periodo 6 | 6,540177                        | 0,002137      | 5,553974                       | 0,001871   | -15,1%                    | -12,4% |

Fuente: Orden IET/107/2014 y propuesta de Orden

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden el nuevo peaje aplicará a 1.975 suministros (1,9% de los consumidores conectados en media tensión<sup>7</sup>), cuyo consumo anual representa el 7,2% del consumo de media tensión. El tamaño medio de los clientes a los que sería de aplicación el peaje 6.1B es 2.662 MWh y su utilización de la potencia de 2.965 horas (véase Cuadro 10). Cabe señalar que los consumidores acogidos al peaje 6.1B tienen un tamaño medio y unas horas de utilización de la potencia facturada inferiores a los clientes acogidos al peaje 6.1A, según la información aportada en la Memoria de la propuesta de Orden.

<sup>6</sup> <http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/Informe%20RD%20PVPC.pdf>

<sup>7</sup> Nivel de tensión comprendido entre 1 y 36 kV

**Cuadro 10. Caracterización de los consumidores conectados en redes de media tensión (NT1), según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden**

| Peajes NT1   | Nº clientes    | % clientes sobre total | Potencia facturada (MW) | Consumo (GWh) | % consumo sobre total | Horas utilización potencia facturada | Tamaño medio por cliente (MWh) |
|--------------|----------------|------------------------|-------------------------|---------------|-----------------------|--------------------------------------|--------------------------------|
| 3.1 A        | 86.180         | 80,9%                  | 6.716                   | 16.010        | 21,9%                 | 2.384                                | 186                            |
| 6.1 A        | 18.425         | 17,3%                  | 12.385                  | 51.932        | 70,9%                 | 4.193                                | 2.819                          |
| 6.1 B        | 1.975          | 1,9%                   | 1.773                   | 5.257         | 7,2%                  | 2.965                                | 2.662                          |
| <b>Total</b> | <b>106.580</b> | <b>100,0%</b>          | <b>20.873</b>           | <b>73.199</b> | <b>100,0%</b>         | <b>3.507</b>                         | <b>687</b>                     |

Fuente: propuesta de Orden

En el Cuadro 11 se muestra el resultado de facturar el escenario de previsión de la Memoria a los peajes de la Orden IET/107/2014 y de la propuesta de Orden. Se observa que la facturación media de los consumidores acogidos al peaje 6.1B se reducirá un 14,6% respecto de la que resultaría de aplicar la Orden IET/107/2014 (un 16,8% respecto de la facturación media de 2014, teniendo en cuenta que durante 2014 fueron de aplicación los peajes establecidos en la Orden IET/1491/2013 y la Orden IET/107/2014). Como consecuencia de la introducción del peaje 6.1B los ingresos por peajes de acceso se reducirán en 33,7 M€.

Adicionalmente, cabe señalar que la facturación media de los consumidores acogidos al peaje 6.1B resulta superior a la de los consumidores acogidos al peaje 6.1A, lo que podría estar motivado por la previsión de potencias contratadas para el ejercicio 2015.

**Cuadro 11. Facturación a los precios de la Orden IET/107/2014 y de la propuesta de Orden de los consumidores conectados en redes de media tensión (NT1), según la información de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden**

| Peajes NT1   | Nº clientes    | Consumo (GWh) | Orden IET/107/2014<br>Peaje 6.1 |              | Propuesta Orden<br>Peaje 6.1 B |              | % variación propuesta OM sobre Orden IET/107/2014 |
|--------------|----------------|---------------|---------------------------------|--------------|--------------------------------|--------------|---------------------------------------------------|
|              |                |               | miles €                         | €/MWh        | miles €                        | €/MWh        |                                                   |
| 3.1 A        | 86.180         | 16.010        | 877.929                         | 54,84        | 877.929                        | 54,84        | 0,0%                                              |
| 6.1 A        | 18.425         | 51.932        | 1.725.766                       | 33,23        | 1.725.766                      | 33,23        | 0,0%                                              |
| 6.1 B        | 1.975          | 5.257         | 230.658                         | 43,87        | 196.930                        | 37,46        | -14,6%                                            |
| <b>Total</b> | <b>106.580</b> | <b>73.199</b> | <b>2.834.354</b>                | <b>38,72</b> | <b>2.800.625</b>               | <b>38,26</b> | <b>-1,2%</b>                                      |

Fuente: Orden IET/107/2014 y propuesta de Orden

Ni en la propuesta de Orden ni en la Memoria que acompaña se justifica el criterio que ha conducido a mantener los peajes de la Orden IET/107/2014 para todos los consumidores excepto para los acogidos al peaje 6.1 B.

En consecuencia, se considera importante señalar que la Memoria que acompañe a la Orden que finalmente se publique debería incluir una justificación metodológica relativa a la modificación de la estructura de peajes de los consumidores conectados en media tensión con potencia contratada superior a 450 kW, así como los criterios de asignación de los cargos que da

lugar a un peaje de acceso 6.1B inferior al 6.1A y el mantenimiento del resto de peajes de acceso de los consumidores conectados en media tensión.

Asimismo, se considera inconsistente la desagregación de los peajes de acceso de los consumidores conectados en media tensión con potencia contratada superior a 450 kW y el establecimiento del mismo precio para la financiación de los pagos por capacidad para ambos colectivos 6.1A y 6.1B.

Por último, se señala la necesidad de ajustar los precios de los peajes de acceso a efectos de incluir en su estructura los precios de los peajes de transporte y distribución resultantes de aplicar la Circular 3/2014.

Al respecto, se indica que el término de potencia del periodo 2 de los peajes de acceso aplicables a los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW y discriminación horaria en dos o tres periodos (2.0 DHA y 2.0 DHS) son inferiores al que resulta de aplicar la metodología de la Circular 3/2014. Asimismo, los términos de potencia de los periodos 3 y 4 de los peajes de acceso vigentes aplicables a los consumidores conectados en tensión superior a 1 kV son inferiores a los que resulta de la metodología de la Circular, considerando los calendarios de la Orden ITC/2794/2007, mientras que el término de potencia del periodo 1 del peaje de acceso 6.4 es inferior al de la Circular 3/2014, considerando los calendarios de la misma.

## **6. Consideraciones particulares**

### **6.1. Artículo 1. Retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte del año 2015**

En la Propuesta de Orden que se informa, la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte para 2015 asciende a 1.689.431 miles de €, de los cuales 1.652.594 miles de € corresponden a Red Eléctrica de España, S.A. y 36.837 miles de € corresponden a Unión Fenosa Distribución, S.A., ello de acuerdo, según se señala, con lo establecido en el artículo 5.2 del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y sin perjuicio de las cantidades que se calculen y se aprueben correspondientes a la retribución a la inversión y a la operación y mantenimiento asociadas a las inversiones que se declaren como singulares y que se encontraran en servicio antes del 31 de diciembre de 2013. Sin embargo, la aplicación de lo dispuesto en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, en cuyo Anexo IV se establece una metodología transitoria de retribución de la actividad de transporte hasta la entrada en vigor de la establecida en el Real Decreto 1047/2013, y referencia la tasa de retribución al rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años, arroja los importes que se muestran a continuación:

| Retribución Transporte 2015            | miles de €       |
|----------------------------------------|------------------|
| <b>TOTAL</b>                           | <b>1.690.555</b> |
| <b>Red Eléctrica de España, S.A.</b>   | <b>1.653.826</b> |
| $R_{npre-1998}^i$                      | 736.174          |
| $R_{n1998-2007}^i$                     | 396.367          |
| $R_{n2008-2011}^i$                     | 371.462          |
| $R_{n2012-2013}^i$                     | 149.823          |
| <b>Unión Fenosa Distribución, S.A.</b> | <b>36.729</b>    |
| $R_{npre-1998}^i$                      | 5.084            |
| $R_{n1998-2007}^i$                     | 26.252           |
| $R_{n2008-2011}^i$                     | 5.218            |
| $R_{n2012-2013}^i$                     | 175              |

Como se desprende de la anterior tabla, los cálculos llevados a cabo por la CNMC muestran pequeñas diferencias con respecto a los recogidos en la Propuesta de Orden que se informa. Ello es debido a los distintos valores macroeconómicos utilizados para la actualización de la retribución por O&M. Así, en el presente informe se han utilizado el IPC interanual a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos de 2013 y el IPRI interanual de bienes de equipo de dicho año, los cuales se muestran en la siguiente tabla.

#### Año 2013

|      |        |
|------|--------|
| IPC  | 0,2 %  |
| IPRI | -0,4 % |

Fuente: INE

Por otro lado, en relación con las instalaciones singulares es preciso señalar que con fecha 23 de octubre de 2014 la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó el “Informe solicitado por la DGPEM sobre la petición de REE de reconocimiento del carácter singular de diversas instalaciones de transporte de energía eléctrica”. En dicho informe se concluía que, de conformidad con lo establecido en el artículo 19.1 del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, se considera que las inversiones asociadas a las siguientes instalaciones tienen carácter singular, dado que sus características de diseño, configuración, condiciones operativas o técnicas constructivas no se corresponden con los de las instalaciones para las que pueden fijarse unos valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento:

- Línea “Sentmenat-Bescanó”
- Línea “Vic-Bescanó”
- Desfasador de “Galapagar”
- Desfasador de “San Miguel de Salinas”
- Cable submarino “Morvedre-Santa Ponça” y estaciones convertoras
- Reactancia serie de “Ascó”



Interesa señalar que, hasta la fecha, únicamente se han considerado como instalaciones singulares los desfases de “Galapagar” y “San Miguel de Salinas”, el cable submarino “Morvedre-Santa Ponça” y la reactancia serie de “Ascó”, si bien para estas dos últimas instalaciones no se han considerado costes de O&M al no disponerse hasta ahora de dicha información.

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha procedido a calcular la retribución que se obtendría para la actividad de transporte considerando las anteriores instalaciones singulares, así como los costes de O&M de aquellas instalaciones singulares que hasta el momento no se habían tenido en cuenta. Con todo ello, se obtendría la retribución del transporte para el ejercicio 2015 que se muestra en la siguiente tabla:

| Retribución Transporte 2015            | (miles de €)     |
|----------------------------------------|------------------|
| <b>TOTAL</b>                           | <b>1.701.642</b> |
| <b>Red Eléctrica de España, S.A.</b>   | <b>1.664.913</b> |
| <b>Unión Fenosa Distribución, S.A.</b> | <b>36.729</b>    |

- **Incentivo a la disponibilidad**

El Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, contempla como parte de la retribución de la actividad de transporte el incentivo o penalización a la disponibilidad de las instalaciones de transporte. A este respecto, la información relativa a la disponibilidad para el año 2013 de las instalaciones que conforman la red de transporte ha sido la aportada por el Operador del Sistema con motivo de la información solicitada por esta Comisión para la elaboración del informe para el cálculo de las tarifas de acceso de 2015. Al respecto, el OS indica que los índices de disponibilidad se han calculado según lo establecido en el Real Decreto 1955/2000, desglosado por empresas y sistemas, conforme se muestra en la siguiente tabla:

| Disponibilidad<br>(periodo ENERO-DICIEMBRE 2013) |        |        |
|--------------------------------------------------|--------|--------|
|                                                  | II (%) | ID (%) |
| <b>REE</b>                                       | 1,81%  | 98,19% |
| <b>REE BAL</b>                                   | 2,04%  | 97,96% |
| <b>REE CAN</b>                                   | 1,70%  | 98,30% |
| <b>UFD</b>                                       | 1,29%  | 98,71% |

Teniendo en cuenta lo anterior, se obtendría el incentivo a la disponibilidad de las instalaciones que se muestra en la siguiente tabla:

| Incentivo disponibilidad 2015          | Miles de €    |
|----------------------------------------|---------------|
| <b>TOTAL</b>                           | <b>21.569</b> |
| <b>Red Eléctrica de España</b>         | 20.883        |
| <b>Unión Fenosa Distribución, S.A.</b> | 686           |

- **Retribución según RD 1047/2013**

No obstante todo lo anterior, la propuesta de Orden que se informa no tiene en cuenta la aplicación Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, al no haberse aprobado mediante la correspondiente Orden los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento. En caso de aprobación la retribución de las empresas transportistas sería distinta.

## **6.2. Artículo 2. Retribución de la actividad de distribución para el año 2015**

En la Propuesta de Orden que se informa, la retribución de la actividad de distribución correspondiente al año 2015 para las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes conectados a sus redes asciende a 4.610.725 miles de €, ello de acuerdo, según se señala, con lo establecido en el artículo 4.2 del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, cantidad que no incluye el incentivo o penalización a la mejora de la calidad de servicio ni el incentivo o penalización a la reducción de pérdidas.

Sin embargo, la aplicación de lo dispuesto en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, en cuyo Anexo II se establece una metodología transitoria de retribución de la actividad de distribución hasta la entrada en vigor de la establecida en el Real Decreto 1048/2013, y referencia la tasa de retribución al rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años, arroja los importes que se muestran a continuación para las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes conectados a sus redes:

|                                  | END              | IBD              | UFD            | E.ON           | HC             | TOTAL            |
|----------------------------------|------------------|------------------|----------------|----------------|----------------|------------------|
| (miles de €)                     | <b>1.976.703</b> | <b>1.589.345</b> | <b>728.583</b> | <b>154.119</b> | <b>153.714</b> | <b>4.602.465</b> |
| <b>Retribución por inversión</b> | <b>1.228.276</b> | <b>978.697</b>   | <b>487.789</b> | <b>82.183</b>  | <b>84.478</b>  | <b>2.861.423</b> |
| <b>Amortización</b>              | <b>498.290</b>   | <b>388.448</b>   | <b>196.376</b> | <b>34.386</b>  | <b>36.148</b>  | <b>1.153.648</b> |
| IBR2015                          | 19.219.036       | 15.149.454       | 7.743.108      | 1.342.018      | 1.410.508      | 44.864.123       |
| IBR2014                          | 19.164.890       | 14.887.497       | 7.671.078      | 1.322.316      | 1.398.581      | 44.444.362       |
| VR                               | 21,10            | 21,82            | 21,29          | 19,34          | 18,29          |                  |
| VU                               | 38,57            | 39,00            | 39,43          | 39,03          | 39,02          |                  |
| y eficiencia                     | 1,00             | 1,00             | 1,00           | 1,00           | 1,00           |                  |
| <b>Nuevas Inversiones 2013</b>   | <b>312.976</b>   | <b>441.672</b>   | <b>186.374</b> | <b>46.569</b>  | <b>44.419</b>  | <b>1.032.010</b> |
| <b>Activos Amortizados</b>       | <b>258.830</b>   | <b>179.715</b>   | <b>114.344</b> | <b>26.868</b>  | <b>32.493</b>  | <b>612.249</b>   |
| <b>Retribución financiera</b>    | <b>729.986</b>   | <b>590.249</b>   | <b>291.413</b> | <b>47.797</b>  | <b>48.330</b>  | <b>1.707.775</b> |
| INR2015                          | 11.224.798       | 9.076.105        | 4.480.977      | 734.964        | 743.152        | 26.259.997       |
| INR2014                          | 11.408.708       | 9.016.164        | 4.489.153      | 722.274        | 734.576        | 26.370.875       |
| A2014                            | 496.886          | 381.731          | 194.549        | 33.879         | 35.843         | 1.142.888        |
| <b>bonos +200 puntos</b>         | <b>6,503%</b>    | <b>6,503%</b>    | <b>6,503%</b>  | <b>6,503%</b>  | <b>6,503%</b>  |                  |
| <b>Retribución ROM&amp;OCD</b>   | <b>748.427</b>   | <b>610.648</b>   | <b>240.794</b> | <b>71.936</b>  | <b>69.236</b>  | <b>1.741.041</b> |
| <b>Λ Inv. sin renovación</b>     | <b>2,13%</b>     | <b>2,33%</b>     | <b>2,39%</b>   | <b>2,54%</b>   | <b>2,53%</b>   |                  |
| ROM2014                          | 549.923          | 621.251          | 253.478        | 56.955         | 45.809         | 1.527.417        |
| 1+Actualizador OM&OCD            | 742.367          | 600.745          | 236.530        | 71.031         | 68.597         | 1.719.270        |
|                                  | 0,9924           | 0,9924           | 0,9924         | 0,9924         | 0,9924         |                  |

Por otro lado, la Propuesta de Orden que se informa establece una retribución de la actividad de distribución correspondiente a las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes para 2015 de 327.359,357 miles de €.

Sin embargo, de acuerdo con lo dispuesto en el citado Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, los cálculos de la retribución de la actividad de distribución correspondiente a las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes, por aplicación del Anexo II del mismo, y tomando en consideración la revisión de la retribución de 13 de ellas recogida en la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, ascendería a 329.339,633 miles de €. El desglose de dicha cantidad por empresa se recoge en el Anexo II del presente informe.

- **Incentivo a la mejora de la calidad Q<sub>2015</sub>**

El artículo 4.2 del Real Decreto-Ley 9/2013 establece que la retribución a la actividad de distribución calculada de acuerdo con el Anexo II del mismo tendrá carácter de definitivo, sin perjuicio de las cantidades que en su momento se calculen y se aprueben correspondientes a los incentivos a la mejora de la calidad y a la reducción de pérdidas.

Al respecto, para calcular el incentivo de calidad, los valores a utilizar deben ser los publicados por el MINETUR de acuerdo con la información remitida por las empresas distribuidoras elaborados conforme al procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro, homogéneo para todas las empresas y auditable, según se establece en el artículo 108.3 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre. El citado procedimiento, que se desarrolla en la Orden ECO 797/2002, de 22 de marzo, establece los criterios y la metodología a seguir para la recogida y tratamiento de los datos de la continuidad del suministro, incluyendo los necesarios para la elaboración de los índices de calidad zonal TIEPI, percentil 80 del TIEPI y NIEPI.

El artículo 106.3 del Real Decreto 1955/2000, modificado por el Anexo VIII del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, establece los límites de los valores del TIEPI, percentil 80 del TIEPI y NIEPI, durante cada año natural, teniendo en cuenta únicamente las interrupciones imprevistas.

A su vez, la disposición adicional cuarta sobre *Cómputo de eventos excepcionales en los indicadores de calidad de servicio* de la Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, ha venido a establecer que, a los efectos del cálculo de incentivo de calidad, no se considerarán incumplimientos de calidad los provocados por eventos excepcionales, debiendo éstos ser autorizados como tales por la DGPEM, a solicitud de las empresas distribuidoras y previo informe de la CNMC.

Sobre la base de todo lo anterior, y en aplicación de lo establecido en la disposición final cuarta de la Orden ITC/3801/2008, el incentivo (bonificación/penalización) que corresponde percibir a cada empresa distribuidora en 2015 asociado al grado de cumplimiento durante el año 2013 de los objetivos establecidos para los índices de calidad de servicio son los reflejados en el siguiente cuadro:

| <b>Empresa</b>                               | <b>Q<sub>2015</sub><br/>(Miles de euros)</b> |
|----------------------------------------------|----------------------------------------------|
| Endesa Distribución Eléctrica, S.L.          | 35.879                                       |
| Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.     | 37.366                                       |
| Unión Fenosa Distribución, S.A.              | 11.974                                       |
| Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A. | 1.924                                        |
| E.ON Distribución, S.L.                      | 1.905                                        |
| <b>TOTAL</b>                                 | <b>89.048</b>                                |

### 6.3. Artículo 3. Gestión comercial para 2015

En relación con los costes reconocidos a partir de 1 de enero de 2015 destinados a la retribución de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes conectados a sus redes, en la Propuesta de Orden que se informa los mismos se fijan en 56.700 miles de euros, cantidad que coincide con la aprobada por el Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 de marzo.

- **Retribución según el RD 1048/2013**

No obstante todo lo anterior, la propuesta de Orden que se informa no tiene en cuenta la aplicación Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, al no haberse aprobado mediante la correspondiente Orden los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento. En caso de aprobación la retribución de las empresas distribuidoras sería distinta.

### 6.4. Nuevo Artículo. Incentivo (bonificación o penalización) a la reducción de pérdidas P<sub>2014</sub>

Se entiende necesario la inclusión, en la Orden que finalmente se apruebe, de un nuevo artículo en el que se establezcan las cantidades correspondientes al incentivo (bonificación o penalización) a la reducción de pérdidas correspondientes a la retribución del año 2014, P<sub>2014</sub>, que no pudo incluirse en la Orden de tarifas de acceso de 2014 al no disponerse en su momento de la información necesaria para su cálculo.

Al respecto, con fecha 13 de octubre de 2014 se han recibido del Operador del Sistema, a través del registro de la CNMC, los ficheros de las medidas del año 2012 a utilizar en el cálculo del incentivo (bonificación o penalización) a la reducción de pérdidas de 2014 tras la aplicación del artículo 15 del Real Decreto 1110/2007 correspondientes a los sistemas peninsulares y no peninsulares.

El método de cálculo del incentivo (bonificación o penalización) a la reducción de pérdidas a aplicar a la retribución de cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica queda establecido en la Orden ITC/2524/2009, de 8 de septiembre, modificada por la Orden IET/3506/2011, de 30 diciembre.

El cálculo se ha realizado a partir de las pérdidas producidas en las redes de cada empresa distribuidora, si bien en lugar de realizar una aplicación estrictamente horaria, por razones de disponibilidad de la información, simplicidad y economía de medios, se ha llevado a cabo una aplicación por periodos horarios de punta y valle.

Con base en lo anterior, el incentivo a la reducción de pérdidas  $P_{2014}$ , calculado en base a las medidas de 2012, es el que se muestra en la siguiente tabla:

| <b>Empresa</b>                               | <b>P<sub>2014</sub></b><br>(miles de euros) |
|----------------------------------------------|---------------------------------------------|
| Endesa Distribución Eléctrica, S.L.          | -23.092                                     |
| Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.     | -6.833                                      |
| Unión Fenosa Distribución, S.A.              | -6.356                                      |
| Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A. | -118                                        |
| E.ON Distribución, S.L.                      | 311                                         |
| <b>TOTAL</b>                                 | <b>-36.088</b>                              |

#### 6.5. Artículo 4. Anualidades del desajuste de ingresos para 2015

Las anualidades para la financiación del déficit establecidas en el artículo 4 de la propuesta de Orden coinciden con las publicadas en la Orden IET/107/2014, por lo que se hace necesaria su actualización. En consecuencia, se propone sustituir la tabla del artículo 4.1 por la siguiente:

| Anualidades del desajuste de ingresos                   | Importe<br>(€)       |
|---------------------------------------------------------|----------------------|
| Déficit de ingresos de las liquidaciones reguladas 2005 | 283.471.380          |
| Adjudicatarios 2ª subasta déficit ex ante               | 96.057.240           |
| Fondo de titulación de activos                          | 2.270.359.628        |
| <b>TOTAL</b>                                            | <b>2.649.888.248</b> |

Las hipótesis de cálculo de las anualidades se recogen en el Anexo IV del Informe de previsión. No obstante, dado que las anualidades correspondientes al ejercicio 2015 para la financiación del déficit del ejercicio 2005 y 2007 consideradas en el Informe de la CNMC fueron calculadas considerando como tipo de interés de actualización Euribor promedio del 1 al 15 de septiembre

(0,113%), se ha procedido a su actualización teniendo en cuenta que el Euribor a tres meses de noviembre (0,082%).

Por otra parte, la propuesta de Orden establece en el artículo 4.2, que la anualidad para 2014 del Déficit 2013, asciende a 249.980,34 miles de euros. Esta cantidad es 30,19 M€ inferior a la establecida en la Orden IET/107/2014, y que se está actualmente liquidando a las empresas tenedoras de los derechos de cobro del Déficit 2013.

Adicionalmente, y en el artículo 4.3, la Propuesta de Orden establece que la anualidad para 2015 del Déficit 2013 asciende a 283.191,18 miles de euros.

En relación a dichas cantidades (anualidad 2014 y 2015 del Déficit 2013), en el artículo 4.4 establece que se regirán por lo previsto en el artículo 18 y D.A. 6ª.2 de la Ley 24/2013, por el R.D. 2017/1997 y por el R.D. por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del año 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.

Con fecha 11 de septiembre de 2014, la CNMC emitió informe 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”*, sin que, a fecha actual, dicho R.D haya sido publicado.

En la página 6 de la Memoria del análisis del impacto de la Orden por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015, consta al respecto que dicho Real Decreto se encuentra en fase de tramitación, y que está prevista su aprobación antes de la aprobación de la Orden de peajes. Adicionalmente, consta que las anualidades de 2014 y 2015 se han calculado partiendo de una cuantía de 3.540 M€ de Déficit 2013, y que el R.D. pendiente de aprobación, establece para el pago de las cantidades aportadas para la financiación del Déficit 2013 dos periodos que suman un total de 15 años:

- El primer periodo abarca desde el 1 de enero de 2014 hasta la fecha de aprobación de la liquidación complementaria a la 14 del año 2013. En este periodo, en la memoria de la Orden consta que el tipo de interés que se reconocerá será el IRS a 1 año incrementado con el promedio ponderado de los CDS de las empresas.
- El segundo periodo se denomina final y transcurre desde que finaliza el inicial hasta el 31 de diciembre de 2028. En la memoria de orden consta que el tipo de interés será el promedio de las cotizaciones del rendimiento de las Obligaciones del Estado con vencimiento el 1 de enero de 2023 en el mercado secundario, incrementado con un diferencial de 85 puntos básicos.



Teniendo en cuenta la limitada información disponible en la Memoria, se ha procedido por esta Comisión a calcular las anualidades de 2014 y 2015 relativas al Déficit 2013, a fin de contrastarlas con las que figuran en los artículos 4.2 y 4.3 de la propuesta de Orden de peajes para 2015. El cálculo se ha realizado conforme se describe a continuación:

- Se parte del importe de Déficit 2013 resultante de la liquidación complementaria a la liquidación 14 de 2013.
- Se parte de un tipo de interés para el primer periodo, que abarca del 1 de enero al 26 de noviembre de 2014, del 0,624%. Este es el tipo de interés aplicable durante el ejercicio 2014 para la financiación de los desajustes desde 2009 a 2012, y los déficits desde 2010 hasta 2012, publicado con cuatro decimales en el Anexo de la Orden IET/2176/2014, de 20 de noviembre, por la que se desarrolla la metodología de cálculo y se fija el tipo de interés definitivo que devengarán los derechos de cobro de los déficits de ingresos y los desajustes temporales del sistema eléctrico anteriores a 2013, y que se obtiene de forma concordante con lo indicado en la página 6 de la memoria de la orden de peajes. En concreto, el tipo de interés se obtiene como la suma de un tipo de interés de referencia más un diferencial. El tipo de interés de referencia toma el valor del Interest Rate Swap (IRS) a 1 año de la media de las cotizaciones de los meses de octubre, noviembre y diciembre del año 2013. El diferencial toma el valor del Credit Default Swaps (CDS) a 1 año de la media de las cotizaciones disponibles para dichas empresas de los meses de octubre, noviembre y diciembre del año 2013, ponderada en función de los porcentajes de financiación de cada una de las empresas (44,16% ENDESA, S.A.; 35,01% IBERDROLA, S.A.; 13,75% GAS NATURAL SDG, S.A.; 6,08% HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A.; 1% E.ON ESPAÑA, S.L.).
- Se parte de un tipo de interés para el periodo final, que abarca del 27 de noviembre de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2028, del 2,727%. El tipo de interés se ha obtenido como el promedio de los meses de agosto, septiembre y octubre de 2014, de la cotización del rendimiento de la Obligación del Estado con vencimiento el 31 de enero de 2023 en el mercado secundario, incrementada con un diferencial de 85 puntos básicos.

### Cuadro 12. Detalle del cálculo de la anualidad del ejercicio 2014 y 2015 correspondiente al Déficit 2013

| Días  |                                                                             |
|-------|-----------------------------------------------------------------------------|
| 5.475 | Plazo de 15 años                                                            |
| 5.145 | Desde la fecha de pago de la liquidación complementaria a la liquidación 14 |

31/12/2028 Fecha de amortización final del derecho de cobro

|                   |        |            | IPC de partida<br>(miles de €) | Tipo de interés<br>(%) | Tipo de interés<br>diario (%) | Devengo anualidad<br>(miles de €) | Interés<br>(miles de €) |           |
|-------------------|--------|------------|--------------------------------|------------------------|-------------------------------|-----------------------------------|-------------------------|-----------|
| P1                | Inicio | 01/01/2014 | 330                            | 3.540.547,43           | 0,624%                        | 0,0017043%                        | 224.143,61              | 19.968,55 |
|                   | Fin    | 26/11/2014 |                                |                        |                               |                                   |                         |           |
| P2                | Inicio | 27/11/2014 | 35                             | 3.336.372,37           | 2,727%                        | 0,0073714%                        | 27.306,78               |           |
|                   | Fin    | 31/12/2014 |                                |                        |                               |                                   |                         |           |
| <b>TOTAL 2014</b> |        |            | <b>365</b>                     |                        |                               | <b>251.450,38</b>                 |                         |           |

|      |        |            | Días | Devengo<br>anualidad (miles<br>de €) |
|------|--------|------------|------|--------------------------------------|
| 2015 | Inicio | 01/01/2015 | 365  | 288.263,94                           |
|      | Fin    | 31/12/2015 |      |                                      |

Fuente: CNMC

Cabe indicar que estas cantidades son ligeramente distintas a las establecidas en el artículo 4.2 y 4.3 de la Propuesta de Orden de peajes para 2015.

#### 6.6. Artículo 5. Costes definidos como cuotas con destinos específicos y extracoste de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares

En relación con la cuota correspondiente a la moratoria nuclear se indica que, de acuerdo con la última información disponible en la CNMC, se estima en 36.918 miles €<sup>8</sup> 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.

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*

<sup>8</sup> Este importe se ha actualizado con la última información disponible, por lo que es ligeramente superior al incluido en el Informe de previsiones.

*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 las siguientes modificaciones en el artículo 5 de la propuesta de Orden:

*“Artículo 5. Costes definidos como cuotas con destinos específicos y extracoste de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares*

1. La cuantía de los costes con destinos específicos que, de acuerdo con el capítulo II del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, deben satisfacer los consumidores directos en mercado y comercializadores por los contratos de acceso a las redes, se establecen a partir de la entrada en vigor de la presente orden en los porcentajes siguientes::

|                                                                                                                                                                           | % sobre<br>peaje de<br>acceso |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|
| – Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (Sector eléctrico) . . . . .                                                                              | 0,150                         |
| – Moratoria nuclear. . . . .                                                                                                                                              | 0,483<br>0,447                |
| – 2ª parte del ciclo de combustible nuclear. . . . .                                                                                                                      | 0,001                         |
| – 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. . . . . | 2,089                         |

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

3. 2.–La compensación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares prevista para 2015 asciende a 1.774.340 miles de euros. El 50 por ciento de esta cantidad será financiado con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de 2015, de acuerdo a lo dispuesto en la disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.”

## **6.7. Disposición adicional segunda. Porcentajes a aplicar a efectos de la información sobre el destino del importe en la factura**

Se indica que los porcentajes recogidos en el pnto 2 de la dispoición adicional segunda, a efectos de desglosar en la factura los componentes regulados

incluidos en los peajes de acceso no son consistentes con los costes previstos para el ejercicio 2015 según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

**Cuadro 13. Distribución de los costes regulados previstos en la propuesta de Orden**

| Concepto de coste                    | Previsión 2015<br>propuesta<br>Orden<br>(miles €) | % sobre<br>total |
|--------------------------------------|---------------------------------------------------|------------------|
| Coste de redes                       | 6.791.067                                         | 37,8%            |
| Incentivos a la producción renovable | 7.050.000                                         | 39,3%            |
| Otros costes regulados               | 4.106.112                                         | 22,9%            |
| <b>Total costes regulados</b>        | <b>17.947.179</b>                                 | <b>100,0%</b>    |

Fuente: propuesta Orden

#### **6.8. Disposición transitoria primera. Retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español para 2015, y precios a cobrar a los agentes.**

La propuesta de Orden establece la retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A. correspondiente al año 2015 en 14.568 miles de euros, lo que implica mantener la retribución establecida en la Orden IET/107/2014 para el ejercicio 2014.

Esta retribución podrá modificarse una vez sea aprobada la metodología que determina el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, y sobre la que la CNMC ha remitido una propuesta al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, en cumplimiento del mandato establecido en la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, y de conformidad con lo establecido en la D.A. 2ª de la Ley 3/2013.

La retribución prevista se financiará de los precios que el operador del mercado cobre a los agentes del mercado de producción, tanto a los generadores como a los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de cargas del sistema que actúen en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad. En concreto, se establece que esta retribución será asumida a partes iguales por el conjunto de los productores de energía eléctrica, por una parte, y por el conjunto de comercializadores, consumidores directos y gestores de carga por otro. La propuesta fija en 8,77 €/MW de potencia disponible la cantidad a pagar mensualmente por los generadores, y en 0,02486 euros por cada MWh que figure en el último programa horario final de cada hora la cuantía a pagar por el resto de agentes.

Finalmente, en la propuesta de Orden se establece que se incluirá en la liquidación definitiva del ejercicio las diferencias entre la retribución prevista y los ingresos resultantes de aplicar las cuotas consideradas.

Respecto de la retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A. para 2015 se indica que la retribución incluida en la propuesta de Orden es ligeramente inferior a la que resulta de la aplicación de la metodología propuesta por la CNMC para el ejercicio 2015, que daría como resultado una cifra de retribución para el operador del mercado de 14.941.621 €, según el detalle del cálculo que se adjunta en el siguiente cuadro:

[CONFIDENCIAL]

Esta cifra de retribución no incorpora el importe que OMIE podría recibir como retribución por la operación directa o indirecta del mercado organizado del gas natural. En la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, consta una previsión de retribución al operador de mercado de gas natural, en caso de que esta figura sea legalmente reconocida, de 2 millones de euros. No se dispone de información sobre qué importe, si alguno, podría recibir OMIE de esta cantidad.

Respecto de los precios que deben aplicarse a los agentes, se indica que aplicando la cantidad fijada en la propuesta de 8,77 €/MW mensuales a las instalaciones que actúan en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad, con potencia neta o instalada en el caso del régimen retributivo primado o específico, superior a 1 MW, previstas para 2015, se obtendría una recaudación para la retribución del Operador del Mercado de 7.383 miles de euros. Aplicando la cantidad fijada en la propuesta de 0,02486 €/MWh al programa PHF final previsto para 2014 con un incremento para 2015 similar al incremento previsto en el Informe de esta Comisión para la demanda, del 1%, y suponiendo este mismo incremento en zona portuguesa, se obtendría una recaudación para la retribución del Operador del Mercado de 7.505 miles de euros. Sumando ambos conceptos, se obtiene un total de 14.888 miles de euros.



**Cuadro 14. Pagos estimados para la retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español para 2015**

| Ámbito geográfico | AGENTE DE MERCADO                                    | Potencia neta instalada (MW) | Potencia disponible (MW) | Demanda b.c. (GWh) | Ingresos OMIE (miles €) |
|-------------------|------------------------------------------------------|------------------------------|--------------------------|--------------------|-------------------------|
| España Península  | <i>Generación</i>                                    | 62.558                       | 51.829                   |                    | 5.455                   |
|                   | <i>Generación con régimen retributivo específico</i> | 34.990                       | 8.655                    |                    | 911                     |
|                   | <i>Demanda PHF</i>                                   |                              |                          | 261.966            | 6.512                   |
| Portugal          | <i>Generación</i>                                    | 10.121                       | 7.645                    |                    | 805                     |
|                   | <i>Generación con régimen retributivo específico</i> | 7.584                        | 2.023                    |                    | 213                     |
|                   | <i>Demanda PHF</i>                                   |                              |                          | 39.918             | 992                     |
| <b>TOTAL</b>      | <b>TOTAL</b>                                         | <b>115.252</b>               | <b>70.153</b>            | <b>301.884</b>     | <b>14.888</b>           |

Notas:

- Potencia neta en 2015 sin variación respecto a 2014
- El programa horario final de 2015 de los comercializadores, consumidores directos y gestores de cargas se ha estimado a partir del programa horario final previsto para 2014 con un incremento similar al incremento de la demanda para 2015 respecto a 2014 (1%). Se ha considerado este mismo incremento en zona portuguesa.

Por último, se propone que la diferencia positiva o negativa que se produzca entre la cuantía prevista de retribución, y la resultante de la recaudación se liquide en la liquidación 14 de 2015, en lugar de esperar hasta la liquidación de cierre correspondiente al año 2015.

### 6.9. Disposición transitoria segunda. Retribución del operador del sistema para 2015, y precios a cobrar a los sujetos

La Disposición transitoria segunda de la propuesta de orden establece una cifra de retribución en 2015 para el operador del sistema de 56.000 miles de euros, lo que implica mantener la retribución establecida en la Orden IET/107/2014 para el ejercicio 2014.

Esta retribución podrá modificarse una vez sea aprobada la metodología que determina el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, y sobre la que la CNMC ha remitido una propuesta al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, en cumplimiento del mandato establecido en la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, y de conformidad con lo establecido en la D.A. 2ª de la Ley 3/2013.

La retribución será asumida a partes iguales por el conjunto de los productores de energía eléctrica situados en el territorio nacional, por un lado, y por el conjunto de los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de cargas del sistema que actúen en el ámbito geográfico nacional. En concreto, se fija en 38,43 €/MW de potencia disponible la cantidad a pagar mensualmente por los generadores, y en 0,10865 euros por cada MWh que figure en el último programa horario final de cada hora la cuantía a pagar por el resto de agentes.



Finalmente, en la propuesta de Orden se establece que se incluirá en la liquidación definitiva del ejercicio las diferencias entre la retribución prevista y los ingresos resultantes de aplicar las cuotas consideradas.

Respecto de la retribución del operador del sistema para 2015 se indica que el importe considerado en la propuesta de Orden es ligeramente inferior a la aplicación de la citada metodología al ejercicio 2015, que daría como resultado una cifra de retribución para el operador del sistema de 56.606 miles de euros, según el detalle del cálculo que se adjunta en el siguiente cuadro:

[CONFIDENCIAL]

Se han incluido los costes previstos para 2015 derivados de la Circular 2/2014 de la CNMC. [CONFIDENCIAL]

Estarían pendientes de incorporación los costes incurridos por el operador del sistema en relación con la Disposición Adicional Tercera de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, que establece que:

*“Los costes en los que incurra el operador del sistema derivados de las funciones que deben realizar en cumplimiento de lo dispuesto en la presente orden y su normativa de desarrollo, serán considerados en la retribución que debe ser establecida para dicho operador conforme a lo dispuesto en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y su normativa de desarrollo.*

*A estos efectos, el operador del sistema enviará a la CNMC y al Minetur la información de los costes incurridos, con el desglose y formato que se determine.”*

Dentro del anexo a los comentarios recibidos de RED ELECTRICA DE ESPAÑA, S.A.U. a la Propuesta de metodología de retribución del operador del sistema, de fecha 29 de octubre de 2014, consta una previsión de coste por este concepto de [CONFIDENCIAL], sin ningún desglose ni documentación de soporte de dicha cantidad.

Al no disponerse, en la fecha de realización de este informe, del desglose de los costes incurridos directamente vinculados a dicha Disposición, ni información de soporte de la misma, no se ha valorado si la realización de las funciones determinadas por la mencionada Orden implica costes adicionales a los ya contemplados en la propuesta de metodología de la CNMC, ni si son costes prudentes incurridos de forma eficiente.

Sobre la retribución calculada de 56.606 miles de euros, habría que tener en cuenta la posibilidad de incremento o reducción en un +3%/-2%, en función de la consecución o no de los objetivos que la metodología de la CNMC propone establecer al Operador del Sistema.

Respecto de los precios que deben aplicarse a los agentes, se indica que aplicando la cantidad fijada en la propuesta de 38,43 €/MW a los productores de energía eléctrica situados en territorio nacional con potencia neta, o instalada en el caso de instalaciones de tecnologías con régimen retributivo primado o específico superior a 1 MW, previstas para 2015, se obtendría una recaudación para la financiación del Operador del Sistema de 29.886 miles de euros. Aplicando la cantidad fijada en la propuesta de 0,10865 €/MW a la demanda b.c. a nivel nacional, se obtendría una recaudación para la financiación del Operador del Sistema de 30.085 miles de euros. Sumando ambos conceptos, se obtiene un total de 59.971 miles de euros. En consecuencia, se propone la revisión de precios revisión con objeto de adecuar los pagos a la retribución prevista.

**Cuadro 15. Pagos estimados para la financiación del Operador del Sistema para 2015**

| Sistema            | AGENTE DE MERCADO                                    | Potencia neta instalada (MW) | Potencia disponible (MW) | Demanda b.c. (GWh) | Ingresos OS (miles €) |
|--------------------|------------------------------------------------------|------------------------------|--------------------------|--------------------|-----------------------|
| Sistema Peninsular | <i>Generación</i>                                    | 62.558                       | 51.829                   |                    | 23.902                |
|                    | <i>Generación con régimen retributivo específico</i> | 34.990                       | 8.655                    |                    | 3.991                 |
|                    | <i>Demanda PHF</i>                                   |                              |                          | 261.966            | 28.463                |
| No peninsular      | <i>Generación</i>                                    | 5.054                        | 4.207                    |                    | 1.940                 |
|                    | <i>Generación con régimen retributivo específico</i> | 511                          | 115                      |                    | 53                    |
|                    | <i>Demanda PHF</i>                                   |                              |                          | 14.928             | 1.622                 |
| <b>TOTAL</b>       |                                                      | <b>103.113</b>               | <b>64.806</b>            | <b>276.894</b>     | <b>59.971</b>         |

Notas:

- Potencia neta en 2015 sin variación respecto a 2014
- El programa horario final de 2015 para el sistema peninsular español de los comercializadores, consumidores directos y gestores de cargas se ha estimado a partir del programa horario final previsto para 2014 con un incremento similar al incremento de la demanda para 2015 respecto a 2014 (1%). Para el sistema no peninsular, se ha considerado la demanda no peninsular para 2015 prevista en el informe de esta Comisión con unas pérdidas del 8% (pérdidas registradas en el sistema no peninsular del último periodo interanual)

Por último, se propone que la diferencia positiva o negativa que se produzca entre la cuantía prevista de retribución y la resultante de la recaudación para el ejercicio, se liquide en la liquidación 14 de 2015, en lugar de esperar hasta la liquidación de cierre correspondiente al año 2015.

## 6.10. Disposición final primera. Modificación de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de

## asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad

La Disposición final primera de la propuesta de Orden modifica el artículo 13.2 de la Orden IET/2013/2013 con objeto de imputar a la demanda el coste fijo del servicio de interrumpibilidad.

En aras de la transparencia y defensa de los intereses de los consumidores y teniendo en cuenta el volumen de las consultas y reclamaciones planteadas por los mismos en relación con el traslado de las pérdidas ajustadas a su factura, esta Comisión propone incluir en la orden de peajes el precio asociado al coste del servicio de interrumpibilidad. De esta manera se haría transparente a los consumidores la variación anual del coste de este servicio.

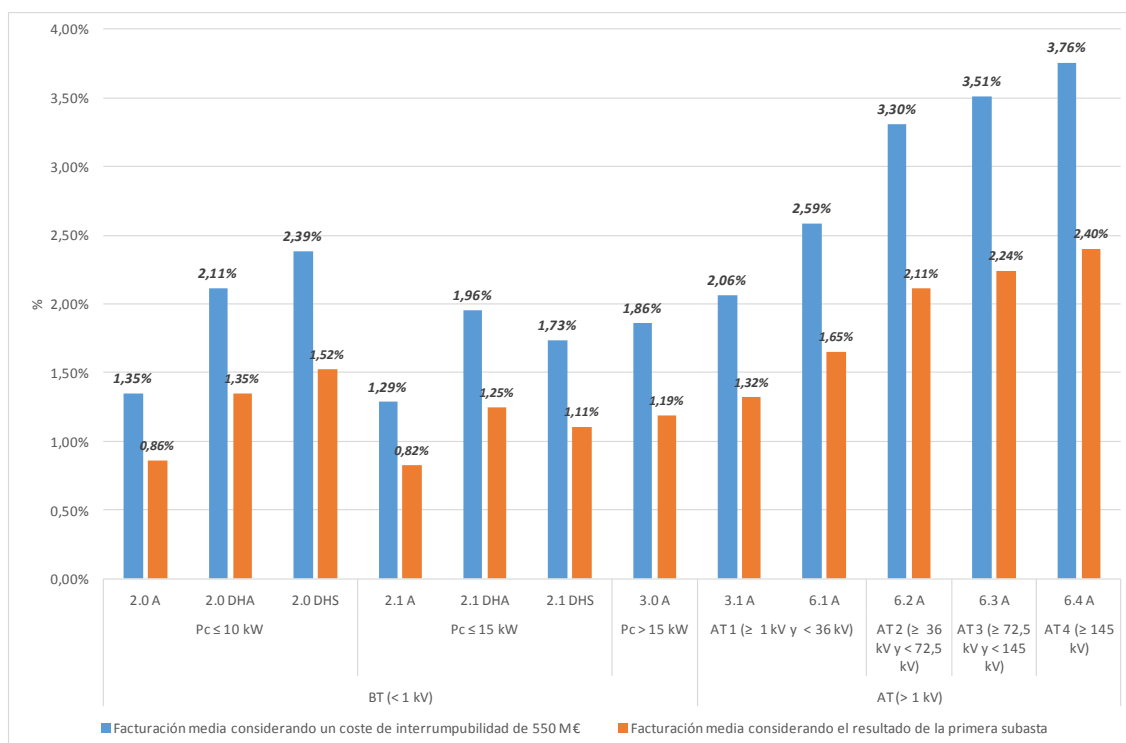
Adicionalmente, cabe señalar que todos los conceptos de coste incluidos en el componente  $OC_h$  que integra el coste de producción de la energía del PVPC establecido en el artículo 9.1 del RD 216/2014 tienen recogido el precio en la correspondiente Orden de peajes.

En consecuencia, se propone incluir en la Orden de peajes el precio asociado al coste del servicio de interrumpibilidad. Teniendo en cuenta el coste del servicio de interrumpibilidad resultante de la subasta (351.487 miles de €) y la demanda en b.c. prevista en la propuesta de Orden (257.614 GWh), el coste del servicio para el ejercicio 2015 ascendería a 1,3644 €/MWh.

En caso de considerar que el importe máximo coincidiera con el previsto para el ejercicio 2014 (550 M€), derivado de celebraciones de subastas adicionales, el precio ascendería a 2,0624 €/MWh.

En el gráfico inferior se presente el impacto del traslado del coste del servicio de interrumpibilidad sobre la facturación media de los consumidores, considerando el precio final registrado en el mercado en el periodo comprendido entre septiembre de 2013 y agosto de 2014 y sin margen de comercialización.

**Gráfico 1. Impacto del traslado del coste del servicio de interrumpibilidad sobre la facturación media total de los consumidores (1) antes de impuestos**



Fuente: OS, OMIE, propuesta de Orden y CNMC

(1) La facturación media de los consumidores se ha estimado considerando el escenario de demanda previsto para 2015 por la CNMC, el precio final registrado en el mercado en el periodo comprendido entre septiembre de 2013 y agosto de 2014, sin incluir margen de comercialización ni impuestos.

### 6.11. Disposición transitoria (nueva). Adaptación a 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

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.

Al respecto cabe señalar que, la metodología establecida en la Circular 3/2014 introduce algunos cambios respecto de la estructura de peajes de acceso vigentes. En particular, por una parte, según la metodología de la Circular, teniendo en cuenta los factores inductores que inciden en asignación de los costes de las redes de transporte y distribución, no se justifica la diferenciación de los peajes de transporte y distribución de los consumidores conectados en redes de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW y de potencia contratada comprendida entre 10 y 15 kW de los peajes de acceso vigentes. Asimismo, no se justifica la discriminación existente en los peajes de acceso de los consumidores conectados a media tensión en dos colectivos en función de la potencia contratada (3.1 A y 6.1). Y, por otra parte, la Circular 3/2014 incluye la revisión de los periodos horarios considerados en los peajes de acceso vigentes, teniendo en cuenta la propuesta del Operador del Sistema.

Por todo lo anterior, se hace necesario el establecimiento de un periodo transitorio, en el que, teniendo en cuenta los cambios introducidos por la Circular 3/2014, se contemplen los siguientes aspectos:

1. Reprogramación de los contadores  
La revisión de los calendarios hace necesario la reprogramación de los equipos de medida de los consumidores, por lo que en el periodo transitorio se debe recoger la fórmula de facturación del consumo registrados por los contadores en tanto éstos no hayan sido reprogramados.
2. Adaptación del peaje 3.1 A  
La Circular 3/2014 establece un único peaje para los consumidores conectados en redes de media tensión, por lo que se hace necesario definir las reglas de transformación de las potencias contratadas y las energías de tres a seis periodos horarios.
3. Condiciones de facturación de excesos de potencia y energía reactiva  
Tanto los excesos de potencia como la facturación por energía reactiva son penalizaciones al consumidor, que no implican la asignación de un coste reconocido previamente, por tanto su establecimiento excede el ámbito de la Circular.

A efectos de claridad para los consumidores, se sugiere recoger en la Orden correspondiente que serán de aplicación las condiciones de facturación de excesos de potencia y energía reactiva establecidas en el Real Decreto 1164/2001.

No obstante lo anterior, en tanto no se proceda a la reprogramación de los equipos de medida, a los consumidores acogidos al peaje 3.1 A les será de aplicación las condiciones de facturación establecidas para este peaje en el Real Decreto 1164/2001.

Por otra parte, se indica que en el trámite de audiencia de la Circular, con carácter general, los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad han señalado la necesidad de definir un periodo 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 periodos horarios definidos en la Circular, proponiendo algunos de ellos una duración no inferior a 6 meses.

En consecuencia, se propone incluir en la Orden por la que se revisan los peajes de acceso la siguiente disposición transitoria.

***Disposición transitoria xxx. Adaptación a 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***

1. *Las empresas distribuidoras dispondrán de tres meses para la adaptación de los sistemas de facturación a las condiciones de facturación definidas en la Circular 3/2014.*

*Durante este periodo transitorio los peajes de transporte y distribución implícitos en los peajes de acceso vigentes serán los siguientes:*

| 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 A           | 6.1 TD       | 14,09                            | 12,94 | 6,24 | 6,93 | 1,41 | 2,74 |
| 6.1 B           | 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 A           | 6.1 TD       | 0,016968                   | 0,011297 | 0,011639 | 0,007360 | 0,001029 | 0,000522 |
| 6.1 B           | 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 |

Los peajes de transporte y distribución anteriores resultan de aplicar la metodología establecida en Circular 3/2014, considerando los periodos horarios definidos en el Anexo II la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007. El peaje de transporte y distribución de aplicación a los consumidores conectados a redes de tensión comprendida entre 1 y 36 kV con potencia contratada igual o inferior a 450 kW en todos los periodos, es resultado de la conversión de seis a tres periodos horarios del peaje correspondiente a redes de tensión comprendida entre 1 y 36 kV.

Una vez finalizado este periodo, los peajes de transporte y distribución implícitos en los peajes de acceso vigentes serán los establecidos en el Anexo XX de la presente Orden.

- Las empresas distribuidoras dispondrán de un periodo adicional de tres meses para adaptar los contadores de los consumidores conectados a sus redes que no disponen de equipo de medida con curva horaria a los nuevos horarios definidos en 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.

Durante este periodo de tres meses, la facturación de aquellos consumidores sin equipo de medida con curva de carga horaria a los que no se haya adaptado el equipo de medida se realizará a partir de los datos obtenidos de sus lecturas.

En caso de que el consumo registrado entre dos lecturas corresponda a dos ejercicios diferentes, se prorrateará el consumo por periodo proporcionalmente al número de días comprendido en cada ejercicio.



- a) *Los consumos de energía activa y reactiva correspondientes al ejercicio 2015 a facturar para cada periodo se obtendrán como resultado del producto de la energía registrada en cada periodo por los porcentajes que se recogen en el Anexo I.*
  - b) *La potencias contratadas por periodo de los consumidores se mantendrán, en tanto estos no las modifiquen, con la excepción de las potencias contratadas por periodos de los consumidores conectados a redes de tensión comprendida entre 1 y 36 kV con potencia contratada igual o inferior a 450 kW en todos los periodos, para los que se aplicará la siguiente regla:*
    - i) *La potencia contratada del periodo 1 del peaje de seis periodos será igual a la potencia contratada en el periodo 1 del peaje 3.1 A.*
    - ii) *La potencia contratada en los periodos 2, 3, 4 y 5 del peaje de seis periodos será igual a la potencia contratada en el periodo 2 del peaje 3.1 A.*
    - iii) *La potencia contratada en el periodo 6 del peaje en seis periodos será igual a la potencia contratada en el periodo 3 del peaje 3.1 A.*
3. *Las empresas distribuidoras informarán a las comercializadoras del momento a partir del cual se ha adaptado el equipo de medida, que coincidirá con un ciclo de facturación.*
  4. *Serán de aplicación las condiciones de facturación de excesos de potencia y energía reactiva establecidas en el Real Decreto 1164/2001.*

*No obstante lo anterior, a los consumidores conectados a redes de tensión comprendida entre 1 y 36 kV con potencia contratada igual o inferior a 450 kW en todos los periodos, que no dispongan de equipo de medida con capacidad de registro cuartohoraria, la potencia a facturar para cada uno de los seis periodos de estos consumidores será la que resulte de las condiciones establecidas para el peaje 3.1 A en el Real Decreto 1164/2001, una vez se ha aplicado la regla de conversión de las potencias contratadas y las potencias demandas a seis periodos. En tanto no se reprogramen los equipos de medida, a efectos de convertir la potencia demanda en cada uno de los tres periodos a seis periodos, se aplicará la misma regla de conversión que la utilizada para convertir las potencias contratadas, según se establece en el punto 2 anterior.*

## **Anexo I. Coeficientes de conversión de los periodos horarios de la Orden ITC/2794/2007 a los periodos horarios de la Circular 3/2014**

### **1. Peaje con discriminación horaria supervalle**

#### *a. Sistemas peninsular, balear y canario*

|                        |                | <b>Orden IET/2794/2007</b> |           |           |
|------------------------|----------------|----------------------------|-----------|-----------|
| <b>Circular 3/2014</b> | <b>Periodo</b> | <b>P1</b>                  | <b>P2</b> | <b>P3</b> |
|                        | <b>P1</b>      | 34,8%                      | 26,1%     | 0,0%      |
|                        | <b>P2</b>      | 34,8%                      | 26,1%     | 0,0%      |
|                        | <b>P3</b>      | 30,4%                      | 47,8%     | 100,0%    |

#### *b. Sistemas ceutí y melillense*

|                        |                | <b>Orden IET/2794/2007</b> |           |           |
|------------------------|----------------|----------------------------|-----------|-----------|
| <b>Circular 3/2014</b> | <b>Periodo</b> | <b>P1</b>                  | <b>P2</b> | <b>P3</b> |
|                        | <b>P1</b>      | 41,8%                      | 17,4%     | 0,0%      |
|                        | <b>P2</b>      | 27,8%                      | 34,8%     | 0,0%      |
|                        | <b>P3</b>      | 30,4%                      | 47,8%     | 100,0%    |

### **2. Peaje de baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW con discriminación horaria en tres periodos**

#### *a. Sistemas peninsular y canario*

|                        |                | <b>Orden IET/2794/2007</b> |           |           |
|------------------------|----------------|----------------------------|-----------|-----------|
| <b>Circular 3/2014</b> | <b>Periodo</b> | <b>P1</b>                  | <b>P2</b> | <b>P3</b> |
|                        | <b>P1</b>      | 60,5%                      | 26,2%     | 0,0%      |
|                        | <b>P2</b>      | 9,1%                       | 43,4%     | 0,0%      |
|                        | <b>P3</b>      | 30,4%                      | 30,4%     | 100,0%    |

*b. Sistema balear*

|                            |                | <b>Orden IET/2794/2007</b> |           |           |
|----------------------------|----------------|----------------------------|-----------|-----------|
| <b>Circular<br/>3/2014</b> | <b>Periodo</b> | <b>P1</b>                  | <b>P2</b> | <b>P3</b> |
|                            | <b>P1</b>      | 69,6%                      | 23,2%     | 0,0%      |
|                            | <b>P2</b>      | 0,0%                       | 46,4%     | 0,0%      |
|                            | <b>P3</b>      | 30,4%                      | 30,4%     | 100,0%    |

*c. Sistemas ceutí y melillense*

|                            |                | <b>Orden ITC/2794/2007</b> |           |           |
|----------------------------|----------------|----------------------------|-----------|-----------|
| <b>Circular<br/>3/2014</b> | <b>Periodo</b> | <b>P1</b>                  | <b>P2</b> | <b>P3</b> |
|                            | <b>P1</b>      | 69,6%                      | 23,2%     | 0,0%      |
|                            | <b>P2</b>      | 0,0%                       | 40,6%     | 8,7%      |
|                            | <b>P3</b>      | 30,4%                      | 36,2%     | 91,3%     |

### 3. Peaje de media tensión con discriminación horaria en tres periodos

#### a. Sistema peninsular y canario

|                        |               | <b>Orden IET/2794/2007</b> |           |           |           |
|------------------------|---------------|----------------------------|-----------|-----------|-----------|
|                        | <b>Mes</b>    | <b>Periodo</b>             | <b>P1</b> | <b>P2</b> | <b>P3</b> |
| <b>Circular 3/2014</b> | <b>ene-15</b> | <b>P1</b>                  | 63,5%     | 29,6%     |           |
|                        |               | <b>P2</b>                  | 31,7%     | 44,5%     |           |
|                        |               | <b>P6</b>                  | 4,8%      | 25,9%     | 100,0%    |
|                        | <b>feb-15</b> | <b>P1</b>                  | 66,7%     | 32,3%     |           |
|                        |               | <b>P2</b>                  | 33,3%     | 48,4%     |           |
|                        |               | <b>P6</b>                  |           | 19,3%     | 100,0%    |
|                        | <b>mar-15</b> | <b>P1</b>                  | 66,7%     | 32,1%     |           |
|                        |               | <b>P2</b>                  | 33,3%     | 48,2%     |           |
|                        |               | <b>P6</b>                  |           | 19,7%     | 100,0%    |
|                        | <b>abr-15</b> | <b>P5</b>                  | 100,0%    | 82,1%     |           |
|                        |               | <b>P6</b>                  |           | 17,9%     | 100,0%    |
|                        | <b>may-15</b> | <b>P5</b>                  | 100,0%    | 75,2%     |           |
|                        |               | <b>P6</b>                  |           | 24,8%     | 100,0%    |
|                        | <b>jun-15</b> | <b>P3</b>                  | 66,7%     | 32,8%     |           |
|                        |               | <b>P4</b>                  | 33,3%     | 49,3%     |           |
|                        |               | <b>P6</b>                  |           | 17,9%     | 100,0%    |

b. Sistema balear

|                        |               | <b>Orden ITC/2794/2007</b> |           |           |           |  |
|------------------------|---------------|----------------------------|-----------|-----------|-----------|--|
| <b>Circular 3/2014</b> | <b>Mes</b>    | <b>Periodo</b>             | <b>P1</b> | <b>P2</b> | <b>P3</b> |  |
|                        | <b>ene-15</b> | <b>P1</b>                  | 63,5%     | 29,6%     |           |  |
|                        |               | <b>P2</b>                  | 31,7%     | 44,5%     |           |  |
|                        |               | <b>P6</b>                  | 4,8%      | 25,9%     | 100,0%    |  |
|                        | <b>feb-15</b> | <b>P3</b>                  | 66,7%     | 32,3%     |           |  |
|                        |               | <b>P4</b>                  | 33,3%     | 48,4%     |           |  |
|                        |               | <b>P6</b>                  |           | 19,3%     | 100,0%    |  |
|                        | <b>mar-15</b> | <b>P3</b>                  | 66,7%     | 32,1%     |           |  |
|                        |               | <b>P4</b>                  | 33,3%     | 48,2%     |           |  |
|                        |               | <b>P6</b>                  |           | 19,7%     | 100,0%    |  |
| <b>abr-15</b>          | <b>P5</b>     | 100,0%                     | 82,1%     |           |           |  |
|                        | <b>P6</b>     |                            | 17,9%     | 100,0%    |           |  |
| <b>may-15</b>          | <b>P3</b>     | 66,7%                      | 30,1%     |           |           |  |
|                        | <b>P4</b>     | 33,3%                      | 45,1%     |           |           |  |
|                        | <b>P6</b>     |                            | 24,8%     | 100,0%    |           |  |
| <b>jun-15</b>          | <b>P1</b>     | 66,7%                      | 32,8%     |           |           |  |
|                        | <b>P2</b>     | 33,3%                      | 49,3%     |           |           |  |
|                        | <b>P6</b>     |                            | 17,9%     | 100,0%    |           |  |

c. Sistema ceutí

|                        |               | <b>Orden ITC/2794/2007</b> |           |           |           |  |
|------------------------|---------------|----------------------------|-----------|-----------|-----------|--|
| <b>Circular 3/2014</b> | <b>Mes</b>    | <b>Periodo</b>             | <b>P1</b> | <b>P2</b> | <b>P3</b> |  |
|                        | <b>ene-15</b> | <b>P1</b>                  | 63,5%     | 29,6%     |           |  |
|                        |               | <b>P2</b>                  | 31,7%     | 37,1%     | 5,7%      |  |
|                        |               | <b>P6</b>                  | 4,8%      | 33,3%     | 94,3%     |  |
|                        | <b>feb-15</b> | <b>P1</b>                  | 66,7%     | 32,3%     |           |  |
|                        |               | <b>P2</b>                  | 33,3%     | 40,3%     | 6,6%      |  |
|                        |               | <b>P6</b>                  |           | 27,4%     | 93,4%     |  |
|                        | <b>mar-15</b> | <b>P3</b>                  | 66,7%     | 32,1%     |           |  |
|                        |               | <b>P4</b>                  | 33,3%     | 40,2%     | 6,5%      |  |
|                        |               | <b>P6</b>                  |           | 27,7%     | 93,5%     |  |
|                        | <b>abr-15</b> | <b>P3</b>                  | 66,7%     | 32,8%     |           |  |
|                        |               | <b>P4</b>                  | 33,3%     | 41,1%     | 6,9%      |  |
|                        |               | <b>P6</b>                  |           | 26,1%     | 93,1%     |  |
|                        | <b>may-15</b> | <b>P5</b>                  | 100,0%    | 67,7%     | 5,6%      |  |
|                        |               | <b>P6</b>                  |           | 32,3%     | 94,4%     |  |
|                        | <b>jun-15</b> | <b>P5</b>                  | 100,0%    | 73,9%     | 6,9%      |  |
| <b>P6</b>              |               |                            | 26,1%     | 93,1%     |           |  |

d. Sistema melillense

|                 |        |         | Orden ITC/2794/2007 |       |       |       |
|-----------------|--------|---------|---------------------|-------|-------|-------|
| Circular 3/2014 | Mes    | Periodo | P1                  | P2    | P3    |       |
|                 | ene-15 | P1      |                     | 63,5% | 29,6% |       |
|                 |        | P2      |                     | 31,7% | 37,1% | 5,7%  |
|                 |        | P6      |                     | 4,8%  | 33,3% | 94,3% |
|                 | feb-15 | P3      |                     | 66,7% | 32,3% |       |
|                 |        | P4      |                     | 33,3% | 40,3% | 6,6%  |
|                 |        | P6      |                     |       | 27,4% | 93,4% |
|                 | mar-15 | P3      |                     | 66,7% | 32,1% |       |
|                 |        | P4      |                     | 33,3% | 40,2% | 6,5%  |
|                 |        | P6      |                     |       | 27,7% | 93,5% |
| abr-15          | P5     |         | 100,0%              | 73,9% | 6,9%  |       |
|                 | P6     |         |                     | 26,1% | 93,1% |       |
| may-15          | P3     |         | 66,7%               | 30,1% |       |       |
|                 | P4     |         | 33,3%               | 37,6% | 5,6%  |       |
|                 | P6     |         |                     | 32,3% | 94,4% |       |
| jun-15          | P1     |         | 66,7%               | 32,8% |       |       |
|                 | P2     |         | 33,3%               | 41,1% | 6,9%  |       |
|                 | P6     |         |                     | 26,1% | 93,1% |       |

## 6.12. Erratas

- En la exposición de motivos (página 4) se recoge, “Mediante acuerdo de 30 de enero de 2014, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado...”, habría que revisar la fecha a la que se hace referencia.
- Las anualidades correspondientes al déficit del ejercicio 2013 recogidas en los apartados 2 y 3 del artículo 4 están establecidas en miles de euros en lugar de en euros.
- Se considera necesario suprimir en el tercer párrafo del apartado 1 de las disposiciones transitorias primera y segunda la referencia a referencia a las Órdenes IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, y en la disposición transitoria segunda de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.
- En el segundo párrafo del punto 1 de la disposición transitoria segunda se debe sustituir “... en la liquidación de cierre correspondiente al año 2014” por “... en la liquidación de cierre correspondiente al año 2015”.

**ANEXO I. 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. RETRIBUCIÓN PARA 2015 DE LAS  
EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON MENOS DE  
100.000 CLIENTES**



