



Comisión  
Nacional  
de Energía

# **INFORME 14/2013 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE REVISAN LOS PEAJES DE ACCESO DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

24 de julio de 2013

## **INFORME 14/2013 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE REVISAN LOS PEAJES DE ACCESO DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

De acuerdo con lo establecido en las disposiciones transitorias primera y décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en relación con la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998 de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y en la disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sector eléctrico, y en contestación a su solicitud con fecha de entrada en esta Comisión Nacional de Energía el 15 de julio de 2013, el Consejo de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 24 de julio de 2013, ha acordado emitir el siguiente

### **INFORME**

#### **1 RESUMEN Y CONCLUSIONES**

##### **1. Sobre el procedimiento para emitir el informe y el ejercicio de suficiencia**

Esta Comisión considera que el plazo para informar la Orden por la que se actualizan los peajes de acceso es insuficiente, máxime teniendo en cuenta que para analizar la suficiencia de los peajes de acceso propuestos se hace necesario conocer el impacto de las diversas propuestas normativas recibidas en la CNE para informe con plazo superior al de la propuesta de Orden.

Esta Comisión considera que debería haberse tramitado previamente la normativa del marco retributivo de las actividades reguladas, que justifica la variación introducida en los peajes de acceso de la propuesta de Orden, así como disponer de una valoración económica en detalle de cada medida en el cuadro de costes del sistema previstos para 2013 de la memoria que acompaña.

##### **2. Sobre la previsión de demanda, costes e ingresos previstos en la propuesta de Orden**

La propuesta de Orden incluye una disminución de la demanda en barras de central de 2,4% respecto de la registrada en 2012 y una reducción del consumo por grupo tarifario del 1,5% respecto del previsto en febrero de 2013, según la Memoria que acompaña a la Orden IET/221/2013.

Los costes regulados incluidos en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden se reducen un 1,3% respecto a los previstos en febrero de 2013, a pesar de que en la propuesta de Orden se incluye el 50% de la financiación de la compensación extrapeninsular como coste de acceso de 2013, justificado por las medidas introducidas en el 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 (en adelante RDL 9/2013) y propuestas de desarrollo normativo.

Según la memoria que acompaña a la propuesta de Orden los ingresos por peajes de acceso aumentan un 2,2% respecto a los previstos en febrero de 2013, a pesar de la contracción de la demanda, debido al incremento de los peajes de acceso. Por el contrario, los ingresos externos a los peajes (esto es, los ingresos procedentes de las medidas fiscales, subastas de CO2 y otros extraordinarios) se reducen el 10% respecto de los considerados en la Orden IET/221/2013. En consecuencia, los ingresos por peajes de acceso, según la memoria que acompaña a la propuesta de Orden, pasan de cubrir el 66% al 71% de los costes previstos para el ejercicio 2013.

Respecto del escenario de demanda, costes e ingresos de la propuesta de Orden se realizan las siguientes consideraciones:

– *Previsión de demanda en b.c. y en consumo*

Se observa que la reducción de la demanda en b.c. (-2,4%) según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden es inferior a la tasa de variación anual registrada en los últimos 12 meses en enero y febrero de 2013. En particular, de acuerdo con la última información disponible publicada por REE, la tasa de variación anual de los últimos doce meses de la demanda en b.c. del sistema peninsular en junio de 2013 mostró una caída del 3,30%, la del Sistema Balear del 2,61%, la del Sistema Canario del 2,63%, la del Sistema Melillense el 3,43% y la del Sistema Ceutí el 4,69%

Por otra parte, la contracción de la demanda b.c. se materializa en una reducción del 1,5% de la demanda en consumo respecto de la demanda implícita en la Orden IET/221/2013, si bien se registra una evolución de la demanda diferenciada entre los distintos grupos tarifarios.

Teniendo en cuenta la distinta evolución de la demanda por grupo tarifario, cabría plantearse una contracción superior de la demanda de los consumidores conectados a redes de baja tensión, teniendo en cuenta que el 75% de la facturación de los peajes de acceso, según el escenario de facturación incluido en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, corresponde a este colectivo de consumidores.

– *Previsión de costes regulados*

No se han podido contrastar plenamente el impacto de las reformas sobre los costes correspondientes a la retribución del transporte, la distribución y las primas del régimen especial incluidos en la propuesta de Orden. El resto de los costes incluidos en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden son similares a los estimados por esta Comisión con la última información disponible.

– *Previsión de ingresos*

La Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no proporciona información suficiente que permita valorar los ingresos por peajes de acceso previstos para el ejercicio 2013. No obstante, según el escenario de facturación previsto por la CNE para el ejercicio 2013, resultado de aplicar una reducción homotética del 1,5% a la previsión de diciembre de 2012 (véanse Informe 35/2012 e Informe 3/2013), los ingresos de la propuesta de Orden podrían estar sobrevalorados en 210 M€, debido, fundamentalmente, a una diferente previsión de la potencia contratada por periodo. En caso de aplicar las tasas de variación registradas por la demanda en los últimos doce meses de los clientes de baja y alta tensión, los ingresos

previstos por la CNE resultan 289 M€ inferiores a los ingresos previstos en la propuesta de Orden.

– *Financiación de los costes previstos para el ejercicio 2013*

Tras las modificaciones en el RDL 9/2013, los peajes de acceso incluidos en la propuesta de Orden financian el 71% de los costes del sistema (75% si excluye la compensación extrapeninsular), frente al 66% (72% si se excluye la compensación extrapeninsular) previsto en la Orden IET/221/2013. Cabe indicar que los costes de transporte y distribución, cuyos peajes de acceso se calcularán conforme a la metodología de asignación de la CNE, pasan a representar el 45% de los peajes de acceso, frente al 50% según los costes de redes de la Orden IET/221/2013.

### **3. Sobre el diseño de los peajes de acceso**

La propuesta de Orden sobre la que se emite el presente informe, presenta un aumento de los precios medios de acceso de los consumidores y cambia la ponderación de la facturación de los términos de potencia y de energía activa de forma que se da más peso a la facturación del término de potencia (elevándolo) y menor peso al del término de energía (reduciéndolo) respecto a los valores de la Orden IET/221/2013. Dicho ajuste se justifica, según la exposición de motivos de la propuesta de Orden, teniendo en cuenta la estructura de costes del sistema eléctrico y con el objetivo de reducir el impacto que el actual contexto de caída de demanda tiene en los ingresos del sistema.

En relación con la justificación de la causalidad de los costes del sistema, considerando los costes de acceso de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden<sup>1</sup>, el 32% son costes de redes, cuya principal variable inductora de coste es la potencia demandada en punta, tal y como explica la CNE en su consulta pública y en su propuesta de Circular de metodología de cálculo de peajes de transporte y distribución, mientras que el resto de costes de acceso (primas de régimen especial, descuento de gestión de la demanda de interrumpibilidad, compensación extrapeninsular, anualidades de déficit) no dependen de la potencia demandada o contratada por el consumidor.

La búsqueda de la sostenibilidad económica del sistema a partir de las medidas de la propuesta de Orden explicaría la imputación en el término de potencia contratada de los costes distintos a los costes de redes. No obstante, en la medida en que el resto de los costes de acceso, diferentes a los de redes, no tienen una vinculación directa con la potencia contratada del consumidor, la Memoria que acompaña a la Orden que finalmente se publique debería incluir una justificación metodológica relativa a la modificación de la estructura de los peajes de acceso y a la justificación de los elevados incrementos de los términos de potencia de los peajes de acceso de los consumidores.

---

<sup>1</sup> No se incluye el saldo de los pagos por capacidad, ni otros costes o ingresos liquidables, con la excepción del impacto del RDL 9/2013 sobre la retribución del transporte y el coste de las primas del régimen especial.

Una modificación tan drástica de los términos de potencia de los peajes de acceso como la incluida en la propuesta de Orden, podría incrementar las reclamaciones y consultas de los consumidores, en particular de aquellos de baja utilización y sin información sobre la elección adecuada de su potencia contratada. En consecuencia, se sugiere: (i) analizar la posibilidad de introducir un periodo transitorio, de forma que los consumidores se puedan ir ajustando gradualmente al cambio de estructura de los peajes de acceso, y (ii) la implementación de campañas de información, especialmente para los consumidores domésticos, con objeto de que dichos consumidores contraten adecuadamente la potencia contratada.

Esta Comisión insiste en la necesidad, puesta de manifiesto en su Informe 3/2013, de que se determine de forma estable en el tiempo las partidas de los costes de acceso que deben financiar los peajes de acceso, así como la metodología de asignación de todos los costes incluidos en los peajes, no solamente del transporte y distribución.

#### **4. Consideraciones específicas al articulado**

Se realizan las siguientes consideraciones adicionales:

- *Anualidades del desajuste de ingresos*  
Se considera necesario actualizar la anualidad correspondiente al desajuste del 2012, a efectos de su coherencia con el importe definitivo del desajuste.
- *Compensación extrapeninsular*  
Se propone modificar el artículo 3.2 de la Orden, con objeto de establecer tanto el importe de la compensación prevista para el ejercicio 2013, como el importe que debe ser financiado con cargo a los peajes de acceso.
- *Alquiler de contadores*

Debido al tiempo transcurrido y a los avances tecnológicos producidos, así como a la instalación masiva de los equipos desde la realización del informe de la CNE de 18 de junio de 2008, se recomienda que el MINETUR encomiende a la CNMC, la realización de un nuevo estudio, para que en el menor plazo posible, se cuantifiquen dichos costes en el momento actual. Mientras tanto, de forma transitoria se podrían tomar los costes fijados en 2008, convenientemente actualizados por el IPRI en función del destino económico del bien que corresponde.

Por lo que se refiere al contenido del apartado tercero de la disposición final única de la propuesta de Orden, se considera que los precios establecidos en los apartados 1 y 2 de la misma para el alquiler de los contadores electrónicos deben aplicarse a partir de la entrada en vigor de la Orden, al no apreciarse razón que justifique se retroaccione a la fecha de 1 de julio de 2013.

## **2 ANTECEDENTES**

El artículo 17.1 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, actualmente 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 los peajes de acceso a las redes, que se establecerán con base en los costes de las actividades reguladas del sistema que correspondan, incluyendo entre ellos los costes permanentes y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Por su parte, en 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 (en adelante RDL 9/2013), se establecen un conjunto de medidas que afecta a los costes previstos para el ejercicio 2013.

Adicionalmente, en el RDL 9/2013 establece en la disposición adicional cuarta que únicamente será financiado con cargo a los Presupuestos Generales del Estado el 50 por ciento de los extracostes derivados de las actividades de producción de energía eléctrica, cuando se desarrollen en territorios insulares y extrapeninsulares, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 12.3 de la Ley 54/97, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Teniendo en cuenta el impacto sobre los costes, el citado RDL 9/2013 en su disposición final determina que el Ministro de Industria, Energía y Turismo deberá aprobar, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, y en el plazo máximo de un mes a contar desde su entrada en vigor, una revisión de los precios de los términos de potencia y de los términos de energía activa de los peajes de acceso a las redes definidos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y en su normativa de desarrollo.

Por último, el artículo 7 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, fija la metodología de cálculo y revisión de las tarifas de último recurso, establece que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio dictará las disposiciones necesarias para la determinación de las tarifas de último recurso, fijando su estructura de forma coherente con la de los peajes de acceso.

El 15 de julio de 2013 se recibió en la Comisión Nacional de Energía la propuesta de Orden por la que se revisan los peajes de acceso eléctricos, junto con la Memoria explicativa, a efectos de elaborar el correspondiente informe preceptivo con carácter urgente en el plazo de 7 días. Dichos documentos fueron remitidos en ese mismo día para alegaciones a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

Se considera que el plazo de 7 días para informar la propuesta anterior es insuficiente, máxime teniendo en cuenta que el mismo día tuvieron entrada en la CNE distintas propuestas normativas con impacto en los costes previstos para el ejercicio 2013, cuyo plazo para emitir informe preceptivo es de 15 días y que se enumeran a continuación:

- Propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.
- Propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- Propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

- Propuesta de Orden por la que se establecen las retribuciones del segundo periodo de 2013 para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica y se establecen otras medidas en relación con la retribución de las actividades de transporte y distribución de años anteriores.
- Propuesta de Orden por la que se establece la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a la utilización de los combustibles en las instalaciones de generación que utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles.
- Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico.
- Propuesta de orden por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.
- Propuesta de Real Decreto por el que se regulan los mecanismos de capacidad e hibernación y se modifican determinados aspectos del mercado de producción de energía eléctrica.
- Propuesta 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.
- Propuesta de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de comercialización y las condiciones de contratación y suministro de energía eléctrica.
- Propuesta de Resolución por la que se establece el modelo de factura de electricidad.

En el Anexo II del presente informe se adjuntan las alegaciones recibidas por escrito de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad (en adelante CCE).

### 3 CONSIDERACIONES GENERALES

#### 3.1 *Sobre el diseño de los términos de facturación de potencia y energía de los peajes de acceso*

El Real Decreto-ley 13/2012 de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista (en adelante RDL 13/2012) estableció como función de la CNE la elaboración de la Circular sobre la metodología asignativa de los costes de transporte y distribución. Dicha función se establece para la CNMC en la Ley 3/2013.

Con el objeto de realizar dicha función, por transparencia, con el objeto de hacer partícipes a los distintos agentes tal y como señalan las buenas prácticas regulatorias, y teniendo en cuenta que por primera vez se establece dicha metodología (en la actualidad no existen criterios explícitos de asignación de los costes de acceso para determinar los peajes de acceso), la CNE realizó una consulta pública sobre la metodología de asignación de costes a los peajes de acceso eléctricos<sup>2</sup>. La consulta pública, el resumen de las respuestas así como las respuestas de los agentes a esta consulta son públicos<sup>3</sup>. Se destacan dos comentarios generales:

- Los agentes requieren una metodología asignativa global de todos los costes que configuran los peajes de acceso, no sólo de los costes de transporte y distribución, así como una definición estable de los costes que deben incluirse en los peajes de acceso.
- Un diseño de los términos de facturación como los planteados en la consulta pública, con una importante asignación de costes de redes al término de potencia contratada requiere un periodo transitorio para los consumidores de pequeño tamaño, con el objeto de que no se desarrolle una vulnerabilidad económica para dichos consumidores superior a la actualmente existente.

Posteriormente, se remitió para trámite del Consejo Consultivo de Electricidad, propuesta de Circular de metodología para calcular los peajes de transporte y distribución y memoria justificativa, en la que para el ejercicio 2013 se proporciona toda la información que explicaba el cálculo de los peajes de transporte y distribución. En dicha propuesta se establece para los consumidores de menor tamaño un periodo transitorio para la introducción del incremento progresivo del término de potencia y paralelamente una reducción del término de energía de los peajes de transporte y distribución. En la memoria justificativa de la propuesta de Circular de la CNE se señala que es relevante introducir dicha señal (mayor término de facturación de la potencia contratada que la vigente) porque la variable inductora de los costes de redes es, fundamentalmente, la potencia demandada en periodo de punta. Esta señal de eficiencia en los costes de las redes es relevante que sea explícita en los términos de potencia contratada de los peajes de transporte y distribución para las inversiones que puedan efectuarse en relación al balance neto, autoconsumos y vehículo eléctrico, tal y como se indica en la propia memoria de la propuesta de Circular. No obstante, dicha señal en el término de potencia de los peajes de

<sup>2</sup> [http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne\\_cp\\_metodologia\\_asignacion.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne_cp_metodologia_asignacion.pdf).

<sup>3</sup> [http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/Consulta\\_respuestas\\_19112012.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/Consulta_respuestas_19112012.pdf)



transporte y distribución debe ir acompañada de la información al consumidor de la potencia que realmente necesita contratar. A estos efectos, la CNE vincula la medida de introducir un mayor término de facturación de la potencia al establecimiento de campañas informativas al consumidor sobre la potencia que realmente necesitan contratar. Adicionalmente, tal y como han señalado por diferentes miembros del consejo consultivo de electricidad, el consumidor doméstico no puede discriminar la contratación de potencias por periodos horarios debido a que la gran mayoría no dispone de equipos que les permita dicha discriminación y especialmente por la falta de regulación sobre la información que debería recibir el consumidor al respecto, en caso de disponer de equipos adecuados.

Tras el análisis de las alegaciones del CCE y de la introducción de la afectación de los nuevos cambios normativos que inciden sobre el marco retributivo del transporte y distribución, la CNMC deberá publicar la Circular de metodología de peajes de transporte y distribución.

Cabe indicar que en el trámite de audiencia del CCE a la propuesta de Circular se han recibido comentarios de 27 agentes, destacando, por una parte, la falta de una metodología global de asignación de costes regulados a peajes de acceso, y por otra parte, en particular de las asociaciones de consumidores domésticos, la necesaria progresividad en el incremento del término de potencia en los peajes de transporte y distribución a los consumidores domésticos de menor tamaño, porque puede suponer una mayor vulnerabilidad económica para dichos consumidores respecto a la existente.

La propuesta de Orden sobre la que se emite el presente informe, eleva los precios medios de acceso de los consumidores y cambia la ponderación de la facturación de los términos de potencia y de energía activa de forma que se da más peso a la facturación del término de potencia (elevándolo) y menor peso al del término de energía (reduciéndolo) respecto a los valores de la Orden IET/21/2013. Dicho ajuste se justifica teniendo en cuenta la estructura de costes del sistema eléctrico y con el objetivo de reducir el impacto que el actual contexto de caída de demanda tiene en los ingresos del sistema.

En relación con la justificación de la causalidad de los costes del sistema cabe indicar que, considerando los costes de acceso de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden<sup>4</sup>, el 32% son costes de redes, cuya principal variable inductora es la potencia demandada en punta, tal y como explica la CNE en su consulta pública y en su propuesta de Circular, si bien el resto de costes de acceso (primas de régimen especial, descuento de gestión de la demanda de interrumpibilidad, compensación extrapeninsular, anualidades de déficit) son costes que no dependen de la potencia demandada o contratada del consumidor. En particular, la propuesta de Orden de peajes de acceso establece incrementos en los términos de potencia entre el 12,35% y el 151,45% superiores al resultado de la asignación de costes de redes de transporte y distribución de la metodología de la CNE para 2013, para un escenario de costes de redes inferior al de la propuesta de Orden, incluso sin aplicar periodo transitorio para los consumidores de menor tamaño. En consecuencia, se concluye que la asignación de otros costes de acceso

---

<sup>4</sup> No se incluye el saldo de los pagos por capacidad, ni otros costes o ingresos liquidables, con la excepción del impacto del RDL 9/2013 sobre la retribución del transporte y el coste de las primas del régimen especial.

diferentes a las redes se realiza en la propuesta de Orden, fundamentalmente, en el término de potencia contratada.

Teniendo en cuenta que la potencia contratada no es la variable inductora de otros costes diferentes a las redes, la razón de la mayor ponderación en el término de potencia se debe al objetivo de reducir el impacto que el actual contexto de caída de demanda tiene en los ingresos del sistema”, a efectos de contribuir a la sostenibilidad económica, tal y como señala la propuesta de Orden. En particular se pretende la recuperación de costes regulados diferentes a los de redes a partir de un término fijo, a efectos de que los ingresos sean suficientes.

Se considera que si por motivos recaudatorios se asignan los costes de acceso aplicándose mayores recargos en los términos de potencia, sin introducir medidas adicionales sobre información de la potencia contratada a consumidores y regulación para elegir potencias por periodos, dicha medida podría no incentivar la eficiencia energética. El consumidor debe poder elegir su potencia, favorecerse de una discriminación en la contratación debido a que el coste de las redes es superior en periodos de saturación de las redes (horas de mayor demanda o punta que en valle), y utilizar adecuadamente la potencia que contrata. Mientras dicha elección y discriminación de las potencias horarias no sea factible, el consumidor contratará una potencia y utilizará la potencia media, sin diferenciar su potencia contratada en periodo de punta y valle.

Adicionalmente cabe indicar que no se establece un periodo transitorio para los consumidores de menor tamaño para los que su término de potencia se incrementa un 77%, lo que puede suponer un impacto relevante sobre los precios de los consumidores de menor tamaño y un ajuste a la baja en la contratación de potencias de aquellos consumidores más elásticos al precio.

En consecuencia,

- Se considera que la propuesta de Circular que publique la CNE deberá adaptarse a los cambios en la retribución del transporte y distribución establecidas en el RDL 9/2013 y propuesta normativa de desarrollo. De aplicarse las variaciones en los términos fijos de los peajes de acceso de la propuesta de Orden se debería aplicar un periodo transitorio para la asignación de costes de redes en los peajes de transporte y distribución de los consumidores de menor tamaño, debido a que el incremento es muy superior al establecido en la metodología de la CNE inclusive sin aplicar el periodo transitorio incluido en la propuesta de Circular.
- La señal progresiva de una mayor ponderación de los costes de transporte y distribución en los términos de facturación de potencia se considera adecuada, tal y como ha señalado la CNE en sucesivos informes tarifarios. Se considera que debe darse una señal explícita y adecuada en el término de potencia en relación con la causalidad de los costes de las redes, para que los consumidores que inviertan en autoconsumos y balance neto conozcan cómo se hará la imputación de dichos costes en los peajes de acceso y los costes que supone su suministro. No obstante, dichas variaciones en los términos de los peajes de transporte y distribución y, por tanto, en los peajes de acceso deberían ir acompañadas de medidas de capacitación al consumidor para elegir la potencia que realmente es necesaria contratar y la discriminación de potencias por periodos tarifarios, acorde con la implantación de los equipos de medida y la introducción de la regulación que posibilite la disponibilidad de dicha información por el consumidor.

- Cabe señalar que en la actualidad no se cuenta con una metodología de asignación de los costes regulados no asociados al uso de las redes, ni tampoco existe un criterio comúnmente aceptado sobre cómo hacerlo. En este sentido, tales costes podrían ser recuperados alternativamente y, entre otros, por los siguientes mecanismos: (1) A partir de un término fijo por cliente; (2) Como un recargo sobre la facturación total de forma inversa a la elasticidad precio de la demanda del consumidor, a diferencia de lo propuesto en la Orden para no penalizar en exceso la contratación de potencia de los consumidores que no eligen adecuadamente y que no pueden discriminar la contratación de la potencia en periodos horarios; (3) Parte de los mismos sobre el término variable de los peajes como señal a la mejora de la eficiencia energética.

### **3.2 Sobre el procedimiento para informar el ejercicio de suficiencia: impacto de las medidas**

La propuesta de Orden se remite para informe, previamente a la elaboración de informe de las medidas que afectan a dicho ejercicio tarifario. La memoria que acompaña dicha Orden se basa en valoraciones que no son posibles de contrastar en su totalidad por esta Comisión, no incluye el detalle preciso para el mismo. En consecuencia, no es posible analizar la suficiencia global del ejercicio incluido en dicha propuesta de Orden. Esta Comisión considera que debería haberse tramitado previamente la normativa del marco retributivo de las actividades reguladas, que justifica la variación introducida en los peajes de acceso de la propuesta de Orden, así como disponer de una valoración económica de cada medida en la memoria que acompaña. Por ejemplo, no se incluye ningún impacto de regulación extrapeninsular en los costes del sistema si bien una parte de dicha compensación se financia con cargo a los peajes de acceso de los consumidores.

## **4 COMENTARIOS SOBRE LAS PREVISIONES DE DEMANDA, COSTES E INGRESOS DE LA PROPUESTA DE ORDEN**

### **4.1 Previsiones de demanda en b.c. y en consumo**

#### Demanda en b.c.

En el Cuadro 1 se muestra el cierre real de la demanda en b.c. de 2012 (266.849 GWh) y la previsión para 2013 de demanda nacional en b.c. según la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden de febrero (en adelante Memoria de la Orden IET/221/2013) (264.364 GWh) y la propuesta de Orden que ahora se informa (260.445 GWh). Se observa que, la actualización de la previsión de la demanda incluida en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden es un 2,4% inferior a la prevista en febrero y supondría una contracción del 1,5% respecto a la demanda real registrada en 2012.

**Cuadro 1. Demanda en b.c. desagregada por subsistema prevista para el cierre del ejercicio 2012 y real**

	Previsión 2013					
	Real 2012 (GWh)	Orden IET/221/2013		Propuesta OM		
		GWh	% variación 13 sobre 12	GWh	% variación propuesta OM respecto Orden IET/221/2013	% variación 13 sobre 12
<b>Peninsular</b>	<b>251.710</b>	<b>248.941</b>	<b>-1,1%</b>	<b>245.669</b>	<b>-1,3%</b>	<b>-2,4%</b>
<b>Extrapeeninsular</b>	<b>15.139</b>	<b>15.423</b>	<b>1,9%</b>	<b>14.776</b>	<b>-4,2%</b>	<b>-2,4%</b>
Baleares	5.819	5.866	0,8%	5.679	-3,2%	-2,4%
Canarias	8.891	9.061	1,9%	8.678	-4,2%	-2,4%
Ceuta	212	256	20,9%	207	-19,2%	-2,4%
Melilla	217	240	10,4%	212	-11,5%	-2,3%
<b>Demanda nacional</b>	<b>266.849</b>	<b>264.364</b>	<b>-0,9%</b>	<b>260.445</b>	<b>-1,5%</b>	<b>-2,4%</b>

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

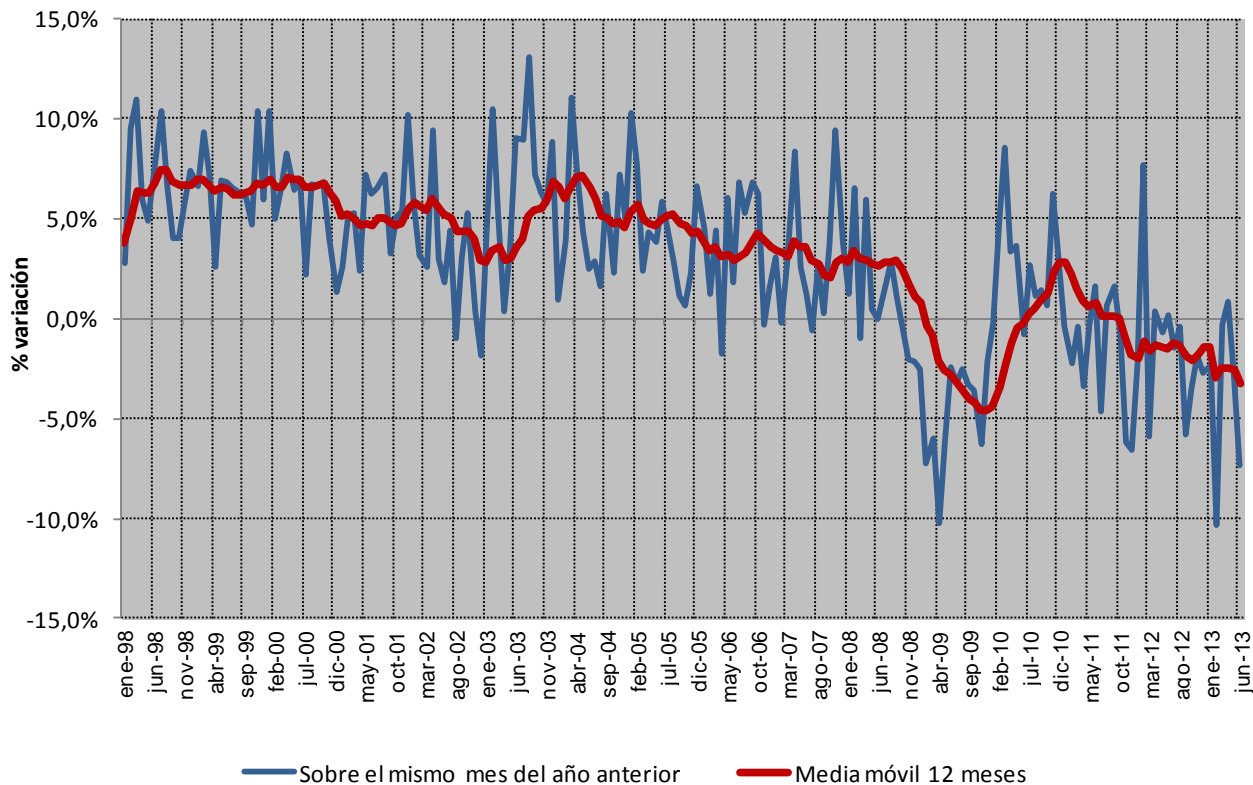
Cabe indicar que esta reducción de la demanda es inferior a la tasa de variación anual registrada en los últimos 12 meses en enero y febrero de 2013. En particular, de acuerdo con la última información disponible publicada por REE, la tasa de variación anual de los últimos doce meses de la demanda en b.c. del sistema peninsular en junio de 2013 mostró una caída del 3,30%, la del Sistema Balear del 2,61%, la del Sistema Canario del 2,63%, la del Sistema Melillense el 3,43% y la del Sistema Ceutí el 4,69% (véase Cuadro 2 y Gráfico 1).

**Cuadro 2. Evolución mensual de la demanda nacional en b.c.**

Mes	GWh			% Variación s/mismo mes año anterior		% Variación s/acumulado anual		% Variación s/últimos 12 meses	
	2011	2012	2013	12 s/ 11	13 s/ 12	12 s/ 11	13 s/ 12	12 s/ 11	13 s/ 12
	Enero	24.925	24.375	23.809	-2,21	-2,32	-2,21	-2,32	-1,99
Febrero	22.547	24.269	21.754	7,64	-10,36	2,47	-6,33	-1,17	-2,97
Marzo	23.963	22.558	22.495	-5,86	-0,28	-0,33	-4,41	-1,65	-2,49
Abril	20.377	20.456	20.632	0,39	0,86	-0,17	-3,24	-1,36	-2,45
Mayo	21.552	21.398	20.802	-0,71	-2,79	-0,27	-3,15	-1,39	-2,61
Junio	22.009	22.053	20.441	0,20	-7,31	-0,20	-3,83	-1,50	-3,23
Julio	23.422	23.067	-	-1,52	-	-0,39	-	-1,22	-
Agosto	23.048	22.946	-	-0,44	-	-0,40	-	-1,31	-
Septiembre	22.373	21.070	-	-5,82	-	-0,99	-	-1,91	-
Octubre	21.604	20.842	-	-3,53	-	-1,23	-	-2,13	-
Noviembre	21.756	21.351	-	-1,86	-	-1,29	-	-1,77	-
Diciembre	23.087	22.465	-	-2,69	-	-1,41	-	-1,41	-
<b>Anual</b>	<b>270.662</b>	<b>266.849</b>	<b>129.934</b>						

Fuente: REE, Series estadísticas del sistema eléctrico español y para 2013 Balance de Energía

**Gráfico 1. Evolución mensual de la demanda nacional en b.c. Tasas de variación (%). 1998- enero 2013**



Fuente: REE, Series estadísticas del sistema eléctrico español y para 2013 Balance de Energía

**Demanda en consumo**

En el Cuadro 3 se presenta la estructura de la demanda en consumo prevista para 2013 de la Memoria de la Orden IET/221/2013 y de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden. Se observa que en la propuesta de Orden se ha aplicado una caída para todos los grupos tarifarios del 1,5% respecto del consumo por grupo tarifario implícito en la Orden IET/221/2013.

**Cuadro 3. Previsión de demanda en consumo para 2013 desagregada por grupo tarifario según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden**

Previsión de demanda 2013 (GWh)			Diferencias	
Peaje de acceso	Orden IET/221/2013 (A)	Propuesta de Orden (B)	(B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
2.0 A	63.431	62.491	- 940	-1,5%
2.0 DHA	7.501	7.390	- 111	-1,5%
2.0 DHS	-	-	-	
2.1 A	6.510	6.413	- 97	-1,5%
2.1 DHA	3.270	3.222	- 48	-1,5%
2.1 DHS	-	-	-	
3.0 A	37.684	37.126	- 558	-1,5%
3.1 A	16.862	16.613	- 249	-1,5%
6.1	57.208	56.360	- 848	-1,5%
6.2	17.207	16.952	- 255	-1,5%
6.3	8.394	8.269	- 125	-1,5%
6.4 (1)	23.150	22.807	- 343	-1,5%
<b>Total</b>	<b>241.217</b>	<b>237.643</b>	<b>- 3.574</b>	<b>-1,5%</b>

Fuente: Memoria que acompaña la Orden IET/221/2013 y Memoria que acompaña a la propuesta Orden

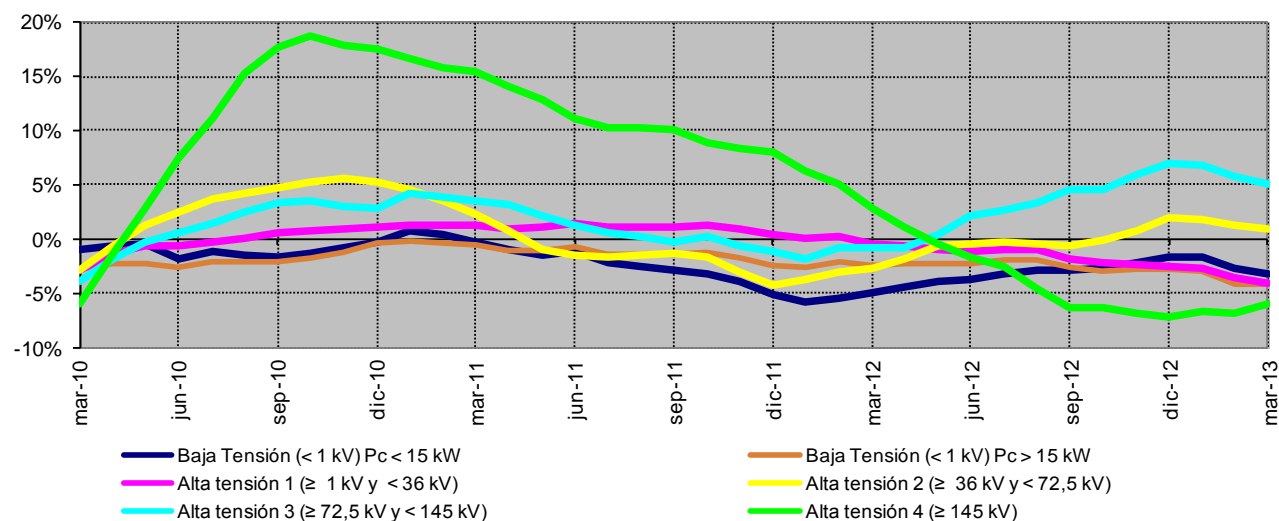
A título informativo en el Cuadro 4 y el Gráfico 2 se muestra la evolución de la demanda en consumo desagregado por nivel de tensión hasta marzo de 2013, último mes con información completa. Cabe señalar una contracción más pronunciada de la demanda de los consumidores de baja tensión (tensión inferior a 1 kV) que la de los consumidores de alta tensión (tensión superior a 1 kV). En particular, la tasa de variación de la demanda registrada en los últimos doce meses de los consumidores conectados en baja tensión es del -3%, mientras que la demanda de los últimos doce meses de los consumidores de alta tensión registra una reducción del 2%.

**Cuadro 4. Evolución mensual de la tasa media de los 12 últimos meses de la demanda nacional en consumo por nivel de tensión (%)**

Año	Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	Alta tensión 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL		
	Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW							
2012	abril	-4,4%	-4,8%	-2,2%	-0,7%	-1,9%	-0,8%	1,1%	-2,1%	
	mayo	-3,8%	-4,5%	-2,2%	-1,0%	-0,6%	0,4%	-0,4%	-2,0%	
	junio	-3,6%	-4,4%	-2,2%	-1,2%	-0,5%	2,2%	-1,6%	-2,1%	
	julio	-3,1%	-4,3%	-1,8%	-0,9%	-0,3%	2,6%	-2,4%	-1,9%	
	agosto	-2,7%	-4,3%	-1,8%	-1,0%	-0,4%	3,3%	-4,7%	-2,0%	
	septiembre	-2,5%	-4,4%	-2,6%	-1,8%	-0,7%	4,5%	-6,3%	-2,4%	
	octubre	-2,4%	-4,5%	-3,0%	-2,2%	-0,1%	4,6%	-6,4%	-2,5%	
	noviembre	-1,9%	-4,3%	-2,8%	-2,4%	0,7%	6,0%	-6,8%	-2,3%	
	diciembre	-1,3%	-4,1%	-2,7%	-2,5%	1,9%	7,1%	-7,1%	-2,1%	
	2013	enero	-1,2%	-4,3%	-3,0%	-2,7%	1,9%	6,8%	-6,7%	-2,1%
		febrero	-2,4%	-5,2%	-4,1%	-3,5%	1,2%	5,7%	-6,8%	-3,0%
		marzo	-2,9%	-5,5%	-4,1%	-4,0%	1,0%	5,1%	-6,0%	-3,3%

Fuente: CNE

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



Fuente: CNE

Teniendo en cuenta la evolución diferenciada de la demanda por grupo tarifario, de mantenerse dicha tendencia, podría registrarse una contracción superior de la demanda de los consumidores conectados a redes de baja tensión, máxime teniendo en cuenta que el 75% de la facturación de acceso, según el escenario de facturación incluido en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, corresponde a este colectivo.

#### 4.2 Previsión de costes de acceso

En el Cuadro 5 se comparan los costes regulados previstos para 2013, según información que acompaña a la Orden IET/221/2013 y a la propuesta de Orden que se informa.

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden en la revisión de los costes se ha tenido en cuenta el menor precio del mercado registrado en los primeros meses del año, el impacto sobre las distintas partidas de coste del sistema eléctrico derivado de las medidas adoptadas en el Real Decreto-ley 9/2013 y normativa de desarrollo y el impacto de la revisión de las retribución del transporte peninsular y extrapeninsular para los años 2008 a 2011.

En particular, la propuesta de Orden introduce las siguientes modificaciones respecto de los costes de la Orden IET/221/2013:

- *Retribución del transporte*  
La retribución de la actividad del transporte prevista para 2013 se reduce en 76 M€, como consecuencia de la revisión del segundo periodo regulatorio establecida en el RDL 9/2013 mientras que la determinación de la retribución definitiva del transporte correspondiente a los ejercicios 2008 a 2011 implican un incremento en los ingresos de 104 M€.
- *Retribución de la distribución*  
Análogamente, la retribución de la actividad de la distribución prevista para el ejercicio 2013 se reduce en 348 M€, como consecuencia de su revisión para el segundo periodo regulatorio.
- *Primas del régimen especial*  
La previsión del coste de las primas del régimen especial, según la información que acompaña a la propuesta de Orden, tras la actualización del precio del mercado (41,69 €/MWh respecto de los 51,19 €/MWh considerados en la Orden IET/221/2013) se estima en 10.000 M€, lo que supone un incremento de 950,5 M€ respecto de la previsión de la Orden IET/221/2013. Por otra parte, según la Memoria, el impacto de ahorro en dicha partida de costes debido a las modificaciones legislativas asciende a 749,6 M€.
- *Compensación extrapeninsular*  
Los costes de acceso incluyen 925 M€ correspondiente a la financiación del 50% de la compensación extrapeninsular con cargo a los peajes de acceso.
- *Saldo de pagos por capacidad*  
Si bien en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no se hace mención respecto a la actualización de la previsión del saldo de los pagos por capacidad, se incluye una reducción de 168,5 M€ y 50,3 M€ del incentivo a la inversión y del mecanismo de restricciones por Garantía de Suministro, respectivamente.
- *Bono Social*  
Respecto del coste del Bono Social, según se indica en la Memoria se ha actualizado su importe conforme al “Informe de seguimiento mensual y evolución de la proyección anual de ingresos y costes del sector eléctrico. Liquidación 4/2013” (231 M€). Teniendo en cuenta que según el mecanismo de financiación establecido en el artículo 8 y la DT2ª del RDL 6/2013, se deduce que en los costes de acceso se ha imputado el coste correspondiente a los tres primeros trimestres de 2013 (173 M€).
- *Previsión de pérdidas*



Por último, se han considerado 75 M€ por imputación de la diferencia de pérdidas, según se establece en la DA 2ª del RD 485/2009, cifra que se corresponde con las pérdidas imputadas en la Liquidación 14/2012.

El impacto conjunto de la actualización de las distintas partidas implica una reducción de los costes regulados previstos para el ejercicio 2013 de 262,5 M€.

**Cuadro 5. Comparación de los costes e ingresos de acceso previstos para 2013, según las Memorias que acompañan a la propuesta de Orden de diciembre de 2012 y a la propuesta de Orden de febrero de 2013**

Coste de acceso (Miles €)	Orden IET/221/2013 (A)	Propuesta OM (B)	Previsión CNE vs Propuesta de Orden	
			Diferencia (A) - (B)	% variación (B) sobre (A)
<b>Coste Transporte</b>	<b>1.672.136</b>	<b>1.596.136</b>	<b>- 76.000</b>	<b>-4,5%</b>
Retribución transporte	1.664.636	1.588.636	- 76.000	-4,6%
Incentivo disponibilidad	7.500	7.500	-	0,0%
<b>Coste Distribución</b>	<b>5.417.743</b>	<b>5.069.743</b>	<b>- 348.000</b>	<b>-6,4%</b>
Retribución distribución	5.253.539	4.905.539	- 348.000	-6,6%
Incentivo pérdidas y calidad	164.204	164.204	-	0,0%
<b>Coste Gestión Comercial</b>	<b>56.701</b>	<b>56.701</b>	<b>-</b>	<b>0,0%</b>
<b>Costes de diversificación</b>	<b>9.874.500</b>	<b>10.825.000</b>	<b>950.500</b>	<b>9,6%</b>
Prima RE	9.050.000	10.000.500	950.500	10,5%
Servicio de interrumpibilidad	748.900	748.900	-	0,0%
Resto	75.600	75.600	-	0,0%
<b>Costes Permanentes</b>	<b>20.997</b>	<b>945.997</b>	<b>925.000</b>	<b>4405,4%</b>
Cuotas	20.997	20.997	-	0,0%
Compensación extrapeninsular	-	925.000	925.000	
<b>Anualidades déficit actividades reguladas</b>	<b>2.601.990</b>	<b>2.628.517</b>	<b>26.527</b>	<b>1,0%</b>
<b>Exceso déficit años anteriores</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Otros</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Costes de acceso (A)</b>	<b>19.644.067</b>	<b>21.122.094</b>	<b>1.478.027</b>	<b>7,5%</b>
<b>Déficit (+)/ Superavit (-) Pagos por Capacidad (B)</b>	<b>- 275.810</b>	<b>- 489.565</b>	<b>- 213.755</b>	<b>77,5%</b>
Ingresos Pagos por capacidad	1.507.701	1.502.592	- 5.109	-0,3%
Coste Pagos por Capacidad	1.231.891	1.013.027	- 218.864	-17,8%
<i>Incentivo a la inversión</i>	619.816	451.300	- 168.516	-27,2%
<i>Incentivo a la disponibilidad</i>	192.512	192.512	-	0,0%
<i>Resolución Restricciones por Garantía de Suministro</i>	419.563	369.215	- 50.348	-12,0%
<b>Otros Costes(+)/ingresos(-) liquidables (C)</b>	<b>550.500</b>	<b>- 976.239</b>	<b>- 1.526.739</b>	<b>-277,3%</b>
<b>Impacto Sentencia TS de 7/02/2012</b>	<b>292.500</b>	<b>173.550</b>	<b>- 118.950</b>	<b>-40,7%</b>
Devolución de la financiación del Bono Social	105.500	-	- 105.500	-100,0%
Financiación Bono Social 2012	187.000	173.550	- 13.450	-7,2%
<b>Orden revisión Transporte</b>	<b>-</b>	<b>- 104.000</b>	<b>- 104.000</b>	<b>n.a.</b>
<b>Resto RE (RDL 9/2013)</b>	<b>-</b>	<b>- 749.589</b>	<b>- 749.589</b>	<b>n.a.</b>
<b>Excedente fondo de titulización</b>	<b>-</b>	<b>- 709.200</b>	<b>- 709.200</b>	<b>n.a.</b>
<b>Estimaciones sobrecostes SEIE 2011 y 2012</b>	<b>58.000</b>	<b>138.000</b>	<b>80.000</b>	<b>137,9%</b>
<b>Previsión imputación pérdidas</b>	<b>-</b>	<b>75.000</b>	<b>75.000</b>	<b>n.a.</b>
<b>Coste intereses definitivos por deficit posteriores a 2009</b>	<b>200.000</b>	<b>200.000</b>	<b>-</b>	<b>0,0%</b>
<b>Total costes regulados (D) = (A) + (B) + (C)</b>	<b>19.918.757</b>	<b>19.656.290</b>	<b>- 262.467</b>	<b>-1,3%</b>

Fuentes: Memorias que acompañan a la propuesta de Orden IET/221/2013 y a la propuesta de Orden

Respecto de los costes considerados en la propuesta de Orden, según la Memoria que le acompaña se realizan las siguientes observaciones (para mayor detalle véase el Anexo I).

- *Impacto de las medidas del RDL 9/2013 y de su desarrollo normativo*

No es posible valorar el impacto de las medidas establecidas en el RDL 9/2013 y de los correspondientes desarrollos reglamentarios debido a que el plazo para informar la propuesta de Orden es inferior al establecido para el resto de la normativa remitida a esta Comisión y en trámite del consejo Consultivo, en el momento de realizar el presente informe.

No obstante lo anterior, se han realizado una primera aproximación, que arroja algunas diferencias respecto de los valores contenidos en la Memoria. En concreto, en el caso del transporte se estima un impacto en 2013 que supone una reducción de 75 M€, frente al contenido en la propuesta de OM que considera 76 M€. Por su parte, la retribución definitiva del transporte 2008-2011 implica también una reducción de 110 M€ (o simétricamente un incremento de ingresos), cifra superior en 6 M€ a la considerada en la propuesta de Orden.

- *Anualidades para la financiación del déficit*

De acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, en el artículo 3 se han actualizado las anualidades a efectos de contemplar la totalidad de las emisiones realizadas por FADE. No obstante, se mantiene la anualidad correspondiente al desajuste de ingresos del ejercicio 2012 (280,26 M€).

Al respecto se indica que, la anualidad para la financiación del desajuste de 2012 incorporada en la Orden IET/221/2013 se corresponde con la cifra de desajuste del ejercicio 2012 prevista en ese momento (3.601 M€). Sin embargo, el desajuste de la liquidación 14/2012 asciende a 4.109,2 M€, cifra que coincide con el importe establecido el artículo 1.cinco del RDL 9/2013 a efectos de la cesión.

En caso de calcular la anualidad con el desajuste del RDL 9/2013, ascendería a 319,8 M€, cifra que supera en 39,5 M€ a la incluida en la propuesta de orden, lo que debería modificarse en la Orden.

- *Saldo de los pagos por capacidad*

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden el saldo de los pagos por capacidad se incrementa 297,8 M€ respecto de los considerados en la Orden IET/221/2013. Teniendo en cuenta la nueva previsión de la demanda de la Memoria, las modificaciones introducidas en el RDL 9/2013 y la última información disponible en la CNE, se estima en 472,7 M€ el saldo de los pagos por capacidad, cifra 16,8 M€ inferior a la considerada en la Memoria (véase Cuadro 6).

**Cuadro 6. Comparación del saldo de los pagos por capacidad según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden y previsión de la CNE**

	Propuesta de OM (A)	Previsión CNE (B)	Diferencia (A) - (B)	% variación (B) sobre (A)
<b>Déficit (+)/ Superavit (-) Pagos por Capacidad (miles €)</b>	<b>- 489.565</b>	<b>- 472.740</b>	<b>16.825</b>	<b>-3,4%</b>
Ingresos Pagos por capacidad	1.502.592	1.471.516	- 31.076	-2,1%
Coste Pagos por Capacidad	1.013.027	998.776	- 14.251	-1,4%
<i>Incentivo a la inversión</i>	451.300	451.196	- 104	0,0%
<i>Incentivo a la disponibilidad</i>	192.512	188.266	- 4.246	-2,2%
<i>Resolución RGS</i>	369.215	359.314	- 9.901	-2,7%

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

- **Bono Social**

Se advierte de que con la información disponible a la Liquidación 5/2013, el importe de la financiación del bono social correspondiente a los últimos doce meses (esto es, junio de 2012 a mayo de 2013) asciende a 241,8 M€. En el supuesto de que dicho importe fuera financiado por el sistema durante los tres primeros trimestres del año, el coste del Bono Social ascendería a 181,4 M€, cifra que superaría en 7,8 M€ a la prevista en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

El impacto de las observaciones anteriores podría traducirse en un incremento de los costes regulados previstos para el ejercicio 2013 de 26,1 M€ (véase Cuadro 7).

**Cuadro 7. Impacto de las diferencias de los costes previstos por la CNE y los costes previstos en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden (Millones de €)**

	Propuesta OM (A)	Previsión CNE (B)	(B) - (A)
<b>Diferencias de previsión</b>	<b>521,2</b>	<b>552,3</b>	<b>26,1</b>
Transporte 2013	1.588.636	1.588.637,0	1,0
Retribución definitiva del transporte 2008-2011	- 104,0	- 110,0	- 6,0
Anualidad 2012	280,3	319,8	39,5
Saldo pagos capacidad	67,4	51,2	- 16,2
Bono Social	173,6	181,4	7,8

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

### 4.3 Previsión de ingresos por peajes de acceso

Los ingresos en términos anuales previstos por la aplicación de los peajes de acceso de la propuesta de Orden ascienden a 14.621,3 M€, de acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden. Estos ingresos no incluyen la facturación por energía reactiva y excesos de potencia (385 M€), los peajes a generadores (124 M€), la liquidación del recargo del 20% sobre la TUR de los clientes en régimen transitorio (40 M€), los ingresos por exportaciones y rentas de congestión (79,2 M€), los ingresos de autoconsumos (97,6 M€). Los ingresos totales previstos para el ejercicio 2013 en términos anuales, resultado de considerar los conceptos anteriores, ascienden a 15.223 M€ (véase Cuadro 8).

**Cuadro 8. Previsión de ingresos 2013 según la Orden IET/221/2013 y la propuesta de Orden**

	<b>Orden IET/221/2013</b>		<b>Propuesta de Orden</b>	
<b>Peaje de acceso</b>	<b>Consumo (GWh)</b>	<b>Facturación acceso (miles de €)</b>	<b>Consumo (GWh)</b>	<b>Facturación acceso (miles de €)</b>
2.0 A	63.431	6.292.911	62.491	6.704.965
2.0 DHA	7.501	410.121	7.390	428.637
2.0 DHS	-	-	-	-
2.1 A	6.510	764.851	6.413	787.634
2.1 DHA	3.270	205.640	3.222	209.816
2.1 DHS	-	-	-	-
3.0 A	37.684	2.533.403	37.126	2.711.603
3.1 A	16.862	937.903	16.613	1.004.455
6.1	57.208	2.030.767	56.360	2.173.654
6.2	17.207	265.439	16.952	284.826
6.3	8.394	105.970	8.269	113.775
6.4 (1)	23.150	188.880	22.807	202.022
<b>Total (A)</b>	<b>241.217</b>	<b>13.735.885</b>	<b>237.643</b>	<b>14.621.388</b>
<b>Otros ingresos (B)</b>		<b>628.315</b>		<b>601.800</b>
Facturación excesos de potencia y reactiva		262.115		261.048
Peaje G		127.000		123.952
Ingresos por exportaciones		79.200		79.200
Ingresos art. 21 Orden ITC/1659/2009		60.000		40.000
Ingresos consumos propios		100.000		97.600
<b>Total ingresos regulados (A) + (B)</b>		<b>14.364.200</b>		<b>15.223.188</b>

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

No obstante, teniendo en cuenta que los peajes de acceso de la propuesta de Orden entran en vigor el día siguiente a su publicación, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden los ingresos previstos para el ejercicio 2013 ascienden a 14.677,6 M€, cifra que supera en 313,4 M€ a los ingresos previstos en febrero de 2013.

Adicionalmente, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se actualizan los ingresos externos a los peajes de acceso. En particular,

- Se reducen en 300 M€ los ingresos por la subasta de emisiones de CO<sub>2</sub>, estimándose en 150 M€, frente a los 450 M€ considerados en febrero, como consecuencia de la reducción de precios de CO<sub>2</sub>.
- Los ingresos por aplicación de la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, que se estiman en, aproximadamente, 2.647,5 M€, inferior en 274 M€ a la presión de febrero, justificado por la reducción de la demanda y el menor precio registrado en el mercado.
- Se mantienen los ingresos del crédito extraordinario previsto en febrero (2.270 M€).

La Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no aporta información sobre la previsión de consumos y potencias contratadas por periodo horario de cada grupo tarifario. Asimismo, tampoco aporta información sobre la facturación del nuevo escenario de demanda a los precios de la Orden IET/221/2013. En consecuencia, no se dispone de información suficiente en la Memoria que permita contrastar los ingresos por peajes de acceso de la Memoria.

A efectos de valorar los ingresos de la propuesta de Orden se ha actualizado el escenario de demanda previsto por la CNE en diciembre de 2013. En particular, se ha aplicado una reducción de la demanda por periodo de cada grupo tarifario del 1,5% respecto de la prevista en diciembre y se han mantenido las potencias contratadas por periodo previstas en diciembre de 2013. Como resultado de aplicar los peajes de la Orden IET/221/2013 y de la propuesta de Orden al escenario de demanda de la CNE actualizado, se obtendrían unos ingresos por peajes de acceso en términos anuales de 14.411 M€. Suponiendo que los peajes de la propuesta de Orden entraran en vigor el próximo 1 de agosto, los ingresos por la aplicación de los peajes de la Orden IET/221/2013 y de la propuesta de Orden se estiman en 13.879 M€ (véase Cuadro 9).

**Cuadro 9. Ingresos por peajes de acceso resultantes de facturar al escenario de demanda de la CNE actualizado a los precios de la Orden ITC/221/2013 y de la propuesta de Orden**

Peaje de acceso	Consumo (GWh)	Facturación Orden IET/221/2013 (miles €)	Facturación propuesta OM (miles €)	Facturación acceso ponderada (miles €)
2.0 A	62.538	6.167.990	6.595.748	6.347.297
2.0 DHA	7.354	396.782	413.818	403.923
2.0 DHS	0	10	14	11
2.1 A	6.508	752.378	779.490	763.743
2.1 DHA	3.210	197.686	202.967	199.900
2.1 DHS	0	4	4	4
3.0 A	37.143	2.493.130	2.665.911	2.565.556
3.1 A	16.632	924.458	992.046	952.789
6.1	56.377	2.007.269	2.161.907	2.072.090
6.2	16.883	263.249	284.410	272.119
6.3	8.219	104.801	113.151	108.301
6.4 (1)	22.778	187.802	201.983	193.746
<b>Total</b>	<b>237.643</b>	<b>13.495.559</b>	<b>14.411.448</b>	<b>13.879.479</b>

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

(1) Incluye Trasvase Tajo-Segura

En el Cuadro 10 se comparan el consumo y los ingresos por peajes de acceso de la propuesta de Orden y del escenario de la CNE actualizado. Se observa que, si bien la demanda en consumo en ambos escenarios es similar, los ingresos por aplicación de los peajes de acceso previstos en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden resultan un 1,5% superiores (210 M€) a los ingresos que resultan de considerar el escenario actualizado de la CNE.

Teniendo en cuenta la similitud del consumo en ambos escenarios, cabe deducir que las diferencias se deben a una previsión de las potencias contratadas por periodo horario más elevadas en el escenario de la propuesta de Orden que las consideradas por la CNE. Como se ha comentado, en el escenario de la CNE se han mantenido las potencias contratadas previstas en diciembre (véase Informe 3/2013)

Al respecto se indica que, teniendo en cuenta el mayor peso de la facturación por potencia de los peajes de la propuesta de Orden, los ingresos previstos en Memoria que acompaña a la propuesta de Orden podrían estar sobre valorados.

**Cuadro 10. Ingresos por peajes de acceso, en términos anuales, resultantes de considerar los peajes de la propuesta de Orden.**

Propuesta de Orden (A)			Escenario CNE actualizado (B)		Diferencias	
Peaje de acceso	Consumo (GWh)	Facturación acceso (miles de €)	Consumo (GWh)	Facturación acceso (miles de €)	% variación consumo (A) sobre (B)	% variación facturación (A) sobre (B)
2.0 A	62.491	6.704.965	62.538	6.595.748	-0,1%	1,7%
2.0 DHA	7.390	428.637	7.354	413.818	0,5%	3,6%
2.0 DHS	-	-	0	14	-100,0%	-100,0%
2.1 A	6.413	787.634	6.508	779.490	-1,5%	1,0%
2.1 DHA	3.222	209.816	3.210	202.967	0,4%	3,4%
2.1 DHS	-	-	0	4	-100,0%	-100,0%
3.0 A	37.126	2.711.603	37.143	2.665.911	0,0%	1,7%
3.1 A	16.613	1.004.455	16.632	992.046	-0,1%	1,3%
6.1	56.360	2.173.654	56.377	2.161.907	0,0%	0,5%
6.2	16.952	284.826	16.883	284.410	0,4%	0,1%
6.3	8.269	113.775	8.219	113.151	0,6%	0,6%
6.4 (1)	22.807	202.022	22.778	201.983	0,1%	0,0%
<b>Total</b>	<b>237.643</b>	<b>14.621.388</b>	<b>237.643</b>	<b>14.411.448</b>	<b>0,0%</b>	<b>1,5%</b>

Fuente: Orden IET/221/2013, propuesta de Orden y CNE.

En consecuencia, se considera que existe elevada incertidumbre en la estimación de los ingresos de acceso previstos para el ejercicio 2013, afectada por la variación de la demanda y por la evolución de las potencias contratadas, derivado tanto de la actual coyuntura económica, como de los incrementos de los términos de potencia resultantes de aplicar los peajes de la propuesta de Orden.

En este sentido, teniendo en cuenta la distinta evolución de la demanda por grupo tarifario, en el Cuadro 11 se realiza un análisis de sensibilidad de la variación de los ingresos por peajes ante diferentes escenarios de demanda. En particular, respecto del escenario de demanda de diciembre, se ha considerado una variación de la demanda en consumo del -1,5% (Escenario I, que se corresponde con el escenario CNE actualizado), en línea con la variación de demanda considerada en la propuesta de Orden, del -2% (Escenario II), del -2,5% (Escenario II), del -3% (Escenario III) y del -3,5% (Escenario IV).

Se observa que el escenario de previsión actualizado de la CNE supone unos ingresos inferiores en 209 M€ a los previstos en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden. En los Escenarios I a IV se muestra el impacto de reducciones adicionales en la demanda sobre los ingresos respecto del escenario de previsión actualizado de la CNE. Cabe señalar que, en el Escenario IV se han considerado las tasas de variación registradas por la demanda en los últimos doce meses de los clientes de baja y alta tensión. Se observa que bajo este escenario los ingresos serían 157 M€ inferiores a los del escenario de la CNE actualizado y 289 M€ inferiores a los ingresos previstos en la propuesta de Orden.

**Cuadro 11. Análisis de sensibilidad de los ingresos por peajes ante variaciones de demanda**

*Variación demanda en consumo sobre la considerada en el Informe 3/2013*

	Escenario CNE actualizado	Escenario II	Escenario III	Escenario IV	Escenario V
Baja tensión	-1,5%	-2,0%	-2,5%	-3,0%	-3,7%
Media y alta tensión	-1,5%	-2,0%	-2,5%	-3,0%	-3,2%

*Ingresos previstos para 2013 (Miles de €) resultado de considerar los peajes establecidos en la propuesta de Orden y en la Orden IET/221/2013*

	Escenario CNE actualizado	Escenario II	Escenario III	Escenario IV	Escenario V
Baja tensión	10.280.434	10.249.976	10.220.580	10.191.183	10.148.864
Media y alta tensión	3.599.045	3.591.427	3.584.074	3.576.721	3.573.129
<b>TOTAL</b>	<b>13.879.479</b>	<b>13.841.404</b>	<b>13.804.654</b>	<b>13.767.904</b>	<b>13.721.993</b>

*Variación de Ingresos sobre los resultantes de considerar el escenario de demanda del informe 3/2013 (miles de €)*

	Escenario CNE actualizado respecto propuesta OM	Escenario II	Escenario III	Escenario IV	Escenario V
Baja tensión		- 30.457	- 59.854	- 89.251	- 131.570
Media y alta tensión		- 7.618	- 14.971	- 22.324	- 25.916
<b>TOTAL</b>	<b>- 131.476</b>	<b>- 38.076</b>	<b>- 74.826</b>	<b>- 111.576</b>	<b>- 157.487</b>

*Variación de Ingresos sobre los resultantes de considerar el escenario de demanda del informe 3/2013 (%)*

	Escenario CNE actualizado respecto propuesta OM	Escenario II	Escenario III	Escenario IV	Escenario V
Baja tensión		-0,30%	-0,58%	-0,87%	-1,28%
Media y alta tensión		-0,21%	-0,42%	-0,62%	-0,72%
<b>TOTAL</b>	<b>-0,90%</b>	<b>-0,27%</b>	<b>-0,54%</b>	<b>-0,80%</b>	<b>-1,13%</b>

Fuente: Orden IET/221/2013, Propuesta de Orden y CNE.

Adicionalmente, dado que en los escenarios anteriores se mantienen las potencias contratadas por periodos previstas por la CNE en diciembre de 2012, se señala que una reducción del 5% de la potencia contratada de los consumidores acogidos al peaje 2.0A supondría, en términos anuales, una reducción de ingresos de 163 M€, mientras que una reducción de la potencia del 5% de los consumidores con potencia contratada inferior a 15 kW, supondría una reducción de ingresos, en términos anuales, de 200 M€.

**4.4 Financiación de los costes regulados previstos para 2013 en la propuesta de Orden**

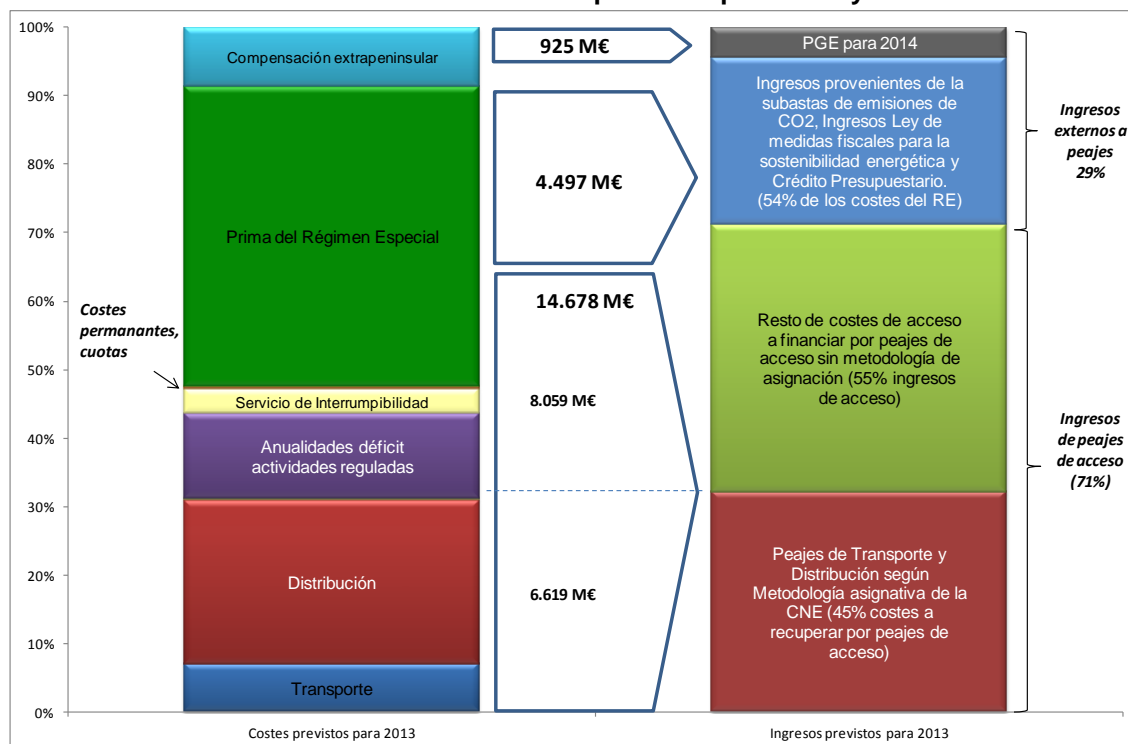
En el Gráfico 1 y en Cuadro 12 se presenta la correspondencia entre los costes del sistema eléctrico previstos para el ejercicio 2013 y su financiación con cargo a los peajes de acceso y



otros ingresos externos a peajes. Según la propuesta de Orden, las necesidades financieras del sistema para 2013 ascienden a 20.581,2 M€. Los ingresos por peajes de acceso aportarán 14.677,6 M€. El resto de ingresos, externos a los peajes de acceso, deberán aportar 5.922,4 M€ a efectos de lograr la suficiencia ingresos del sistema eléctrico en 2013. Dichos ingresos se corresponden a los ingresos provenientes de la subastas de emisiones de CO<sub>2</sub> (150 M€), los ingresos por la aplicación de la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética (2.647,5 M€), ingresos del crédito extraordinario al sistema eléctrico para 2013 (máximo 2.200 M€) y financiación del 50% de la compensación extrapeninsular con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (925 M€).

Se observa que, según la propuesta de Orden, tras las modificaciones en el RDL 9/2013 y normativa de desarrollo, los peajes de acceso financiarán el 71% de los costes del sistema en 2013 (75% si excluye la compensación extrapeninsular), frente al 66% previsto (72% si se excluye la compensación extrapeninsular) del la Orden IET/221/2013. Cabe indicar que los costes de transporte y distribución, cuyos peajes se calcularán conforme a la metodología de asignación de la CNE, pasan a representar el 45% de los peajes de acceso, frente al 50% de la Orden IET/221/2013.

**Gráfico 3. Costes del sistema eléctricos previstos para 2013 y su financiación**



Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden y CNE.

**Cuadro 12. Financiación de los costes del sistema previstos para el ejercicio 2013 según la Memoria económica ed la propuesta de Orden: Excluyendo e incluyendo la totalidad de la compensación extrapeninsular**

	Excluido el coste de la Compensación Extrapeninsular		Incluyendo el coste de la Compensación Extrapeninsular	
	Previsión Orden IET/221/2013	Previsión propuesta OM	Previsión Orden IET/221/2013	Previsión propuesta OM
<b>Costes regulados (miles €) (A)</b>	<b>19.918.757</b>	<b>19.656.290</b>	<b>21.673.757</b>	<b>20.581.290</b>
Costes de acceso	19.644.067	20.268.505	21.399.067	21.193.505
Otros costes regulados (1)	274.690	- 612.215	274.690	- 612.215
<b>Ingresos por peajes de acceso (miles €) (B)</b>	<b>14.364.200</b>	<b>14.677.600</b>	<b>14.364.200</b>	<b>14.677.600</b>
% sobre costes regulados	72%	75%	66%	71%
<b>Otros ingresos (miles €) (C)</b>	<b>5.571.468</b>	<b>4.997.468</b>	<b>7.326.468</b>	<b>5.922.468</b>
% sobre costes regulados	28,0%	25%	33,8%	29%
<b>Desajuste (miles €) (A) - [(B) + (C)]</b>	<b>16.911</b>	<b>18.778</b>	<b>16.911</b>	<b>18.778</b>
% sobre los costes regulados	0%	0%	0%	0%

Fuente: Memoria de la Orden IET/221/2013 y memoria que acompaña a la Orden

(1) Incluye la financiación del Bono Social, el déficit/superávit de los pagos por capacidad, la imputación de la diferencia de pérdidas, excedente del fondo de titulación y regularización de ejercicios anteriores.

Esta Comisión insiste en la necesidad, puesta de manifiesto en su Informe 3/2013, de que se determine de forma estable en el tiempo las partidas de los costes de acceso que deben incluirse en los peajes de acceso así como la metodología de asignación de todos los costes incluidos en los peajes, no solamente del transporte y la distribución.

## 5 CONSIDERACIONES PARTICULARES

### 5.1 Sobre el impacto de los peajes de acceso sobre los consumidores

La propuesta de Orden incorpora variaciones significativas de los términos de potencia y energía sobre los establecidos en la Orden IET/221/2013<sup>5</sup>, tal y como se detalla en el Cuadro 13.

<sup>5</sup> La Orden IET/221/2013 mantuvo los términos de potencia y energía de los peajes de acceso establecidos en la Orden IET/843/2012.

**Cuadro 13. Variación de los Términos de Potencia y Energía por peaje de acceso. Propuesta de Orden vs. Orden IET/221/2013**

**Orden IET/221/2013**

Peaje	Tp (€/kW y año)						Te (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A	17,893189						0,068998					
2.0 DHA	17,893189						0,096598	0,003450				
2.0 DHS	17,893189						0,096598	0,004830	0,001725			
2.1 A	35,517224						0,062999					
2.1 DHA	35,517224						0,081898	0,014489				
2.1 DHS	35,517224						0,081898	0,019561	0,007245			
3.0	15,754249	9,452549	6,301700				0,068219	0,045724	0,016983			
3.1	25,588674	15,779848	3,618499				0,043392	0,038608	0,023627			
6.1	17,683102	8,849205	6,476148	6,476148	6,476148	2,954837	0,075697	0,056532	0,030124	0,014992	0,009682	0,006062
6.2	15,229334	7,621257	5,577495	5,577495	5,577495	2,544814	0,025252	0,018858	0,010051	0,005000	0,003229	0,002021
6.3	14,301121	7,156750	5,237553	5,237553	5,237553	2,389710	0,020376	0,015217	0,008108	0,004033	0,002605	0,001633
6.4	10,712324	5,360800	3,923216	3,923216	3,923216	1,790025	0,010659	0,008843	0,005069	0,002878	0,001858	0,001281
6.5	10,712324	5,360800	3,923216	3,923216	3,923216	1,790025	0,010659	0,008843	0,005069	0,002878	0,001858	0,001281

**Propuesta de Orden**

Peaje	Tp (€/kW y año)						Te (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A	31,590425						0,053156					
2.0 DHA	31,590425						0,074419	0,002658				
2.0 DHS	31,590425						0,074419	0,003721	0,001329			
2.1 A	39,903601						0,060668					
2.1 DHA	39,903601						0,078868	0,013953				
2.1 DHS	39,903601						0,078868	0,018837	0,006976			
3.0	39,614059	23,768434	15,845625				0,018249	0,012231	0,004543			
3.1	57,497750	35,457318	8,130767				0,013929	0,012393	0,007584			
6.1	38,031047	19,031985	13,928252	13,928252	13,928252	6,354968	0,025919	0,019357	0,010314	0,005133	0,003315	0,002076
6.2	21,509911	10,764263	7,877654	7,877654	7,877654	3,594295	0,015131	0,011300	0,006023	0,002996	0,001935	0,001211
6.3	18,362639	9,189267	6,725018	6,725018	6,725018	3,068388	0,014608	0,010909	0,005813	0,002891	0,001868	0,001171
6.4	13,296137	6,653825	4,869496	4,869496	4,869496	2,221779	0,008212	0,006813	0,003905	0,002217	0,001431	0,000987
6.5	13,296137	6,653825	4,869496	4,869496	4,869496	2,221779	0,008212	0,006813	0,003905	0,002217	0,001431	0,000987

**Tasa de variación: Propuesta de Orden sobre Orden IET/221/2013**

Peaje	Tp (€/kW y año)						Te (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A	76,5%						-23,0%					
2.0 DHA	76,5%						-23,0%	-23,0%				
2.0 DHS	76,5%						-23,0%	-23,0%	-23,0%			
2.1 A	12,3%						-3,7%					
2.1 DHA	12,3%						-3,7%	-3,7%				
2.1 DHS	12,3%						-3,7%	-3,7%	-3,7%			
3.0	151,4%	151,4%	151,5%				-73,2%	-73,3%	-73,2%			
3.1	124,7%	124,7%	124,7%				-67,9%	-67,9%	-67,9%			
6.1	115,1%	115,1%	115,1%	115,1%	115,1%	115,1%	-65,8%	-65,8%	-65,8%	-65,8%	-65,8%	-65,8%
6.2	41,2%	41,2%	41,2%	41,2%	41,2%	41,2%	-40,1%	-40,1%	-40,1%	-40,1%	-40,1%	-40,1%
6.3	28,4%	28,4%	28,4%	28,4%	28,4%	28,4%	-28,3%	-28,3%	-28,3%	-28,3%	-28,3%	-28,3%
6.4	24,1%	24,1%	24,1%	24,1%	24,1%	24,1%	-23,0%	-23,0%	-23,0%	-23,0%	-23,0%	-23,0%
6.5	24,1%	24,1%	24,1%	24,1%	24,1%	24,1%	-23,0%	-23,0%	-23,0%	-23,0%	-23,0%	-23,0%

Fuente: Orden IET/221/2013 y Propuesta de Orden

En particular, la propuesta de Orden incrementa:

- Un 76,5% el término de potencia de los consumidores de baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 10 kW (2.0A, 2.0DHA y 2.0 DHS).

- Un 12,3% el término de potencia de los consumidores de baja tensión con potencia contratada superior a 10 kW igual o inferior a 15 kW (2.1A, 2.1DHA y 2.1 DHS).
- Un 151,4% los términos de potencia del peaje 3.0A
- Un 121,7% los términos de potencia del peaje 3.1A
- Un 115,1% los términos de potencia del peaje 6.1A
- Un 41,2% los términos de potencia del peaje 6.2A
- Un 28,4% los términos de potencia del peaje 6.3A
- Un 24,1% los términos de potencia del peaje 6.4A y del peaje 6.5

En la exposición de motivos de la propuesta de Orden se indica que *“Esta modificación tiene un doble objetivo: por un lado, cambiar la ponderación de la facturación de los términos de potencia y energía activa resultante de aplicar los citados precios, de forma que se da mayor peso a la facturación del término de potencia, teniendo en cuenta la estructura de costes del sistema eléctrico...”*

No obstante ni en la propia propuesta de Orden, ni en la información que acompaña, se hace explícita la metodología de asignación que justifica dicho cambio en la estructura de los peajes de acceso, ni el impacto de dicha medida sobre los consumidores. Se considera que la Orden que finalmente se publique debería incorporar una mayor justificación sobre la necesidad de modificar la estructura de los peajes de acceso, y sobre los incrementos del término de potencia.

El pasado 17 de mayo de 2013 fue remitido al Consejo Consultivo de electricidad, la Propuesta de Circular de la Comisión Nacional de Energía, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. En la propuesta de Circular, la asignación de los costes de transporte y distribución se efectúa teniendo en cuenta que la principal variable inductora del coste de las redes es la potencia en punta. No obstante, dado el impacto del resultado de la asignación de la propuesta de Circular sobre los consumidores conectados a redes de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW se propuso la implementación progresiva de los incrementos en los términos de potencia de los consumidores de menor tamaño durante el periodo regulatorio.

En el Cuadro 14 se muestra, para el escenario de demanda de la CNE actualizado, el impacto de la modificación de la estructura de peajes de la propuesta de Orden sobre los distintos grupos tarifarios. Se observa que, como consecuencia del cambio de estructura de los peajes de acceso introducido en la propuesta de Orden, la facturación por el término de potencia pasa de representar el 35,5% de los ingresos de acceso a representar el 63,8% de los ingresos, lo que implica un incremento de la facturación por el término de potencia del 91,8%.

**Cuadro 14. Facturación del escenario de demanda CNE actualizado a los precios de la Orden IET/221/2013 y a los precios de la propuesta de Orden**

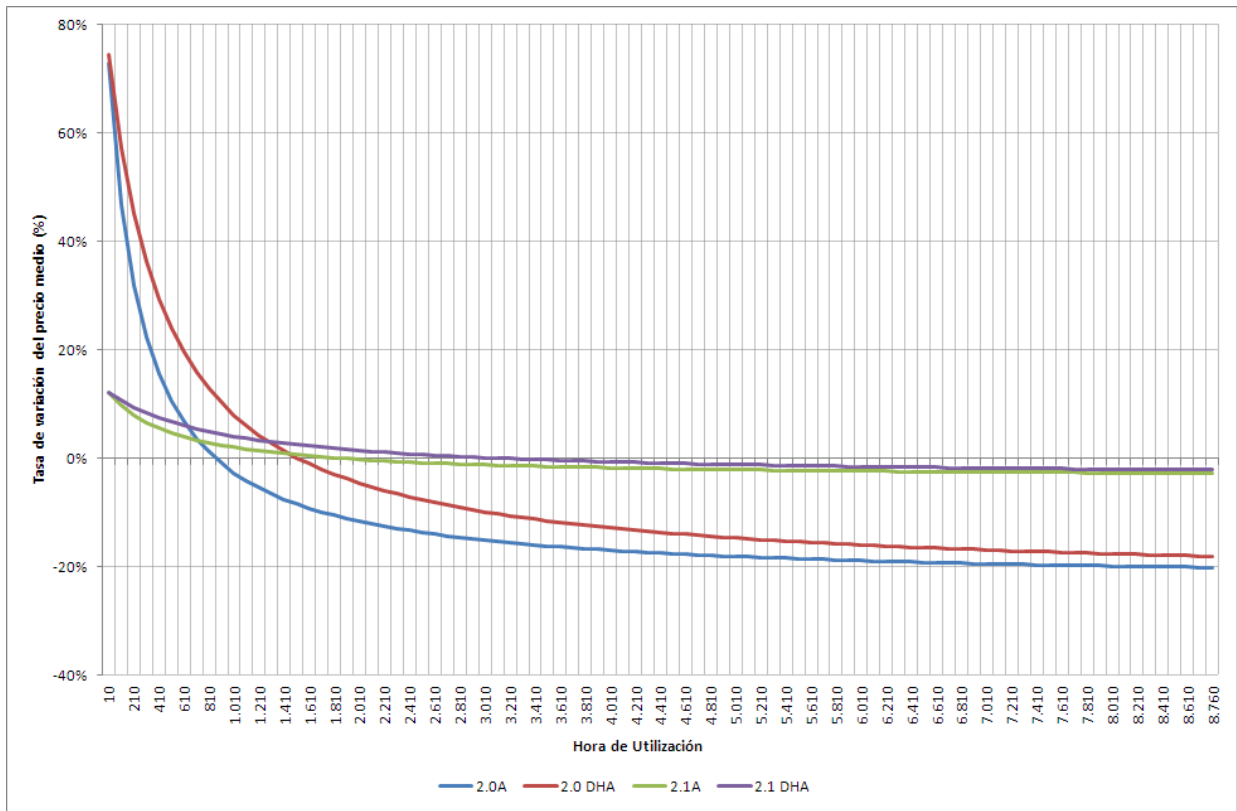
Peaje de acceso	Consumo (GWh)	Orden IET/221/2013				Propuesta de Orden				Incremento de la facturación por potencia
		Facturación acceso (miles de €)			% Facturación por potencia sobre total facturación	Facturación acceso (miles de €)			% Facturación por potencia sobre total facturación	
		Facturación por potencia	Facturación por energía	Facturación total		Facturación por potencia	Facturación por energía	Facturación total		
2.0 A	62.538	1.853.012	4.314.978	6.167.990	30,0%	3.271.492	3.324.256	6.595.748	49,6%	76,5%
2.0 DHA	7.354	108.670	288.113	396.782	27,4%	191.856	221.962	413.818	46,4%	76,5%
2.0 DHS	0	6	3	10	64,0%	11	3	14	80,3%	76,5%
2.1 A	6.508	342.369	410.009	752.378	45,5%	384.652	394.839	779.490	49,3%	12,3%
2.1 DHA	3.210	78.470	119.216	197.686	39,7%	88.162	114.805	202.967	43,4%	12,3%
2.1 DHS	0	3	0	4	87,1%	4	0	4	88,8%	12,3%
3.0 A	37.143	889.630	1.603.500	2.493.130	35,7%	2.236.974	428.936	2.665.911	83,9%	151,4%
3.1 A	16.632	361.006	563.452	924.458	39,1%	811.180	180.866	992.046	81,8%	124,7%
6.1	56.377	815.466	1.191.803	2.007.269	40,6%	1.753.823	408.084	2.161.907	81,1%	115,1%
6.2	16.883	155.767	107.482	263.249	59,2%	220.005	64.405	284.410	77,4%	41,2%
6.3	8.219	67.038	37.762	104.801	64,0%	86.077	27.074	113.151	76,1%	28,4%
6.4 (1)	22.778	121.706	66.096	187.802	64,8%	151.062	50.921	201.983	74,8%	24,1%
<b>Total</b>	<b>237.643</b>	<b>4.793.143</b>	<b>8.702.416</b>	<b>13.495.559</b>	<b>35,5%</b>	<b>9.195.297</b>	<b>5.216.151</b>	<b>14.411.448</b>	<b>63,8%</b>	<b>91,8%</b>

Fuente: Orden IET/221/2013 y Propuesta de Orden

Como se indica en el epígrafe 3.1 del presente informe, según la metodología propuesta por la CNE el principal inductor de los costes de las redes es la potencia demanda en punta y, coherentemente, el coste de las redes debe ser recuperado principalmente a través del término de potencia. El coste de las redes de transporte y distribución representa, según la memoria que acompaña a la propuesta de Orden el 45% del los ingresos por peajes de acceso. El resto de los costes que deben ser recuperados a través de los peajes de acceso representan el 55% de los ingresos.

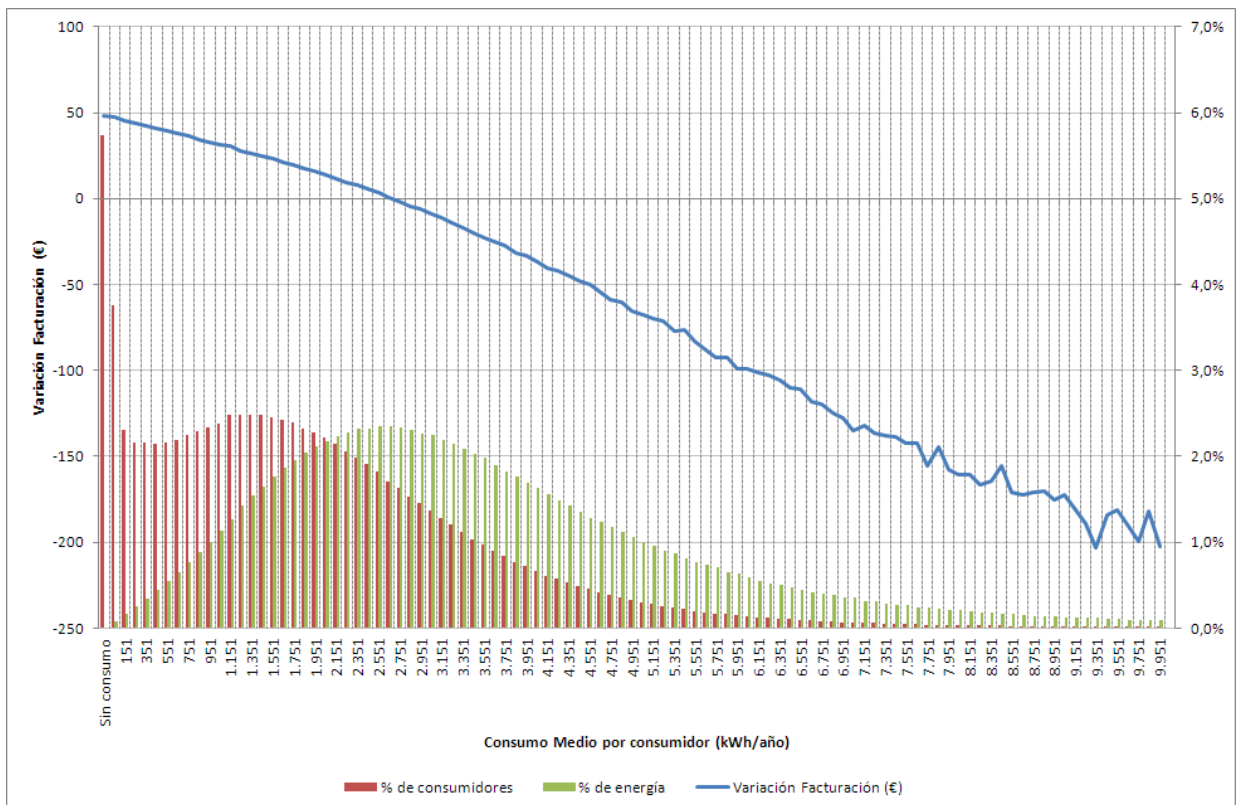
En los gráficos inferiores se muestra el impacto de la modificación de la estructura de los peajes sobre los consumidores de menor tamaño, debido a que, por una parte, este colectivo es el segundo que en mayor medida ve incrementado su facturación por potencia y, por otra, a la imposibilidad de discriminar la potencia contratada por periodo horario.

**Gráfico 4. Impacto de la modificación de los peajes en función de las horas de utilización**



Fuente: Orden IET/221/2013 y Propuesta de Orden

**Gráfico 5. Impacto sobre la facturación de acceso de la propuesta de Orden para los consumidores con potencia contratada entre 3 kW y 4 kW.**



Fuente: Orden IET/221/2013, Propuesta de Orden y CNE (datos de distribución de energía y clientes por horas de utilización, correspondientes a 2011).

Cabe señalar que, el impacto de la modificación de la estructura de los peajes de acceso será superior para aquellos consumidores con una baja utilización de la potencia. En particular, se observa que el incremento del precio medio para los consumidores con una baja utilización de la potencia podría ser del 73% para los consumidores acogidos a los peajes 2.0A y 2.0 DHA y del 12% para los consumidores acogidos a los peajes 2.1A y 2.1 DHA. Por el contrario, para utilizaciones muy altas de la potencia contratada la propuesta de Orden implica reducciones de la facturación media de acceso de hasta el 20%. El aumento de la facturación para los consumidores medios de acogidos a los peajes 2.0A, 2.0 DHA, 2.1A y 2.1 DHA sería de 6,7%, 4,3%, 3,4% y 3,5%, respectivamente.

Por otra parte, se indica que para un consumidor medio acogido a la tarifa de acceso 2.0A caracterizado por una potencia contratada de 4,02 kW<sup>6</sup> y que no consuma energía, lo que podría corresponderse con una segunda residencia, la facturación aumentaría 55 € al año.

En el Cuadro 15 se muestra el impacto de los peajes de la propuesta de Orden sobre los consumidores acogidos a la TUR. Como consecuencia de las variaciones introducidas en los peajes de acceso, para el consumidor medio acogido a la TUR sin y con discriminación horaria su facturación incrementará, en términos anuales, un 3,7% y un 1,8%, respectivamente.

**Cuadro 15. Impacto de los peajes de la propuesta de Orden sobre los consumidores acogidos a TUR.**

DH	POTENCIA (kW/año)	ENERGÍA (kWh)		
	PERIODO 1	TOTAL	PERIODO 1	PERIODO 2
A	4,02	2.464	2.464	
DHA	5,60	6.882	2.640	4.242

TRIMESTRE	TUR			Facturación anual		Diferencia en términos anuales		
	TÉRMINO DE POTENCIA (€/kW y año)	TÉRMINO DE ENERGÍA (€/kWh)		Facturación	Precio medio	€	%	
	PERIODO 1	PERIODO 1	PERIODO 2	€	c€/kWh			
Q3 2013	A	21,893189	0,140728		434,80	17,644		
	DHA	21,893189	0,172148	0,059420	829,06	12,047		
Q3 2013 (con nuevos peajes de acceso)	A	35,590425	0,124886		450,83	18,295	16,03	3,7%
	DHA	35,590425	0,149969	0,058628	843,85	12,262	14,79	1,8%

Fuente: Orden IET/221/2013, Propuesta de Orden y CNE.

<sup>6</sup> Potencia media por consumidor estimada para el ejercicio 2013 según el escenario de demanda considerado en el informe 3/2013, para la tarifa de acceso 2.0A.

En consecuencia, las variaciones de los peajes de acceso de la propuesta de Orden supone una modificación drástica en los términos de potencia, por lo que se debería analizar, tal y como se ha indicado en el epígrafe 3.1: (i) la posibilidad de introducir un periodo transitorio, de forma que los consumidores se puedan ir ajustando gradualmente al cambio de estructura de los peajes de acceso, y (ii) la implementación de campañas de información, especialmente para los consumidores domésticos, con objeto de que dichos consumidores contraten adecuadamente la potencia contratada.

## **5.2 Sobre la compensación extrapeninsular**

La Disposición adicional cuarta del RDL 9/2013 establece que los extracostes derivados de las actividades de producción de energía eléctrica, serán financiados en un 50 por ciento con cargo a los Presupuestos Generales del Estado. A estos efectos, los extracostes correspondientes a cada año serán incorporados en la Ley de Presupuestos Generales del año posterior, en los términos fijados en la misma.

Adicionalmente, dicha disposición establece que *“En todo caso el fondo de liquidaciones del sistema eléctrico gestionado por el órgano encargado de la liquidación actuará como mecanismo de financiación subsidiario, teniendo, sólo a estos efectos, la naturaleza de costes del sistema eléctrico.”*

En aplicación de lo anterior, la memoria que acompaña a la propuesta de Orden incorpora como coste permanente la cantidad de 925 M€, incorporándose el siguiente texto en el artículo 3.

*“2. El 50 por ciento de la compensación insular y extrapeninsular prevista para 2013 será financiada con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de 2014, de acuerdo a lo dispuesto en la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.”*

No obstante, se considera que con objeto de mejorar la redacción, se debería señalar expresamente en el articulado tanto el importe de la previsión de la compensación prevista para el ejercicio 2013 como que el 50% restante se incorporará como coste liquidable del sistema.

*“2. La compensación insular y extrapeninsular prevista para 2013 asciende a 1.850.000 Miles de euros. El 50 por ciento de la compensación insular y extrapeninsular prevista para 2013 será financiada con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de 2014, de acuerdo a lo dispuesto en la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. El 50% restante, 925.000 miles de euros, se incluirá como costes liquidable del ejercicio 2013. Ello sin perjuicio de que el mecanismo de liquidaciones actúe, en su caso, como mecanismo de financiación subsidiaria, en los términos establecidos por la disposición adicional cuarta del Real Decreto ley 9/2013, de 12 de julio.”*



### **5.3 Financiación del Bono Social**

Respecto de la financiación del bono social, la memoria justificativa de la propuesta de Orden informada recoge, en la letra c) de su apartado 3.2.2, que se actualiza su estimación para 2013 en base al informe de seguimiento mensual y evolución de la proyección anual de los ingresos y costes del sistema eléctrico liquidación 4/2013, añadiendo que también se tiene en cuenta la ejecución, con cargo a las liquidaciones de 2012, de la Sentencia del Tribunal Supremo de 7 de febrero de 2012, en lo que se refiere a la devolución a las empresas Iberdrola Generación y Tarragona Power de las cantidades financiadas por éstas.

Por ello, en el cuadro resumen de los escenarios de ingresos y costes considerados en la elaboración de la propuesta de Orden se recogen unas partidas relativas al *“Impacto Sentencia TS de 7/03/2012”*, *“Devolución de la financiación del bono social”* y *“Financiación Bono Social”*.

Al respecto, se indica que la CNE remitió a la Secretaría de Estado de Energía, a lo largo de 2012 sendos oficios instando la adopción de medidas para la ejecución de la Sentencia del Tribunal Supremo indicada. En concreto, los oficios de la CNE fueron cursados respectivamente en fechas 6 de julio de 2012 y 29 de octubre de 2012.

En tales oficios, se ponía de manifiesto la imposibilidad de que por la CNE se elevaran a definitivas las liquidaciones provisionales del bono social de los ejercicios 2009, 2010, 2011 y enero de 2012 sin que previamente se definiera con cargo a qué mecanismo de financiación habría de hacerse, señalando expresamente que *“la elevación a firmes de las liquidaciones de los mencionados ejercicios 2009 a 2011 ya no podrá hacerse sobre el soporte en que se basaron los pagos a cuenta, dada la anulación del mecanismo de financiación del bono social. Siendo así, el Ministerio habría de adoptar cuanto antes las decisiones que permitan la ejecución ordenada y homogénea para todas las empresas generadoras”*.

Al respecto se señala que actualmente penden en sede judicial los siguientes procesos por falta de liquidación definitiva del bono social de los ejercicios 2009 a 2012:

1. Procedimiento especial de protección de Derechos Fundamentales 12/2013 (Sección Cuarta de la Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional), interpuesto por E.ON GENERACIÓN, S.L.
2. Procedimiento especial de protección de Derechos Fundamentales 21/2013 (Sección Cuarta de la Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional), interpuesto por CASTELNOU ENERGÍA, S.L.
3. Procedimiento especial de protección de Derechos Fundamentales 22/2013 (Sección Cuarta de la Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional), interpuesto por GDF SUEZ CARTAGENA ENERGÍA, S.L.
4. Procedimiento Ordinario 158/2013 (Sección Cuarta de la Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional), interpuesto por GAS NATURAL contra Oficio informativo de la CNE de fecha 9 de mayo de 2013 de reiteración y manifestación de necesidad de decisiones normativas para resolver los procedimientos de liquidación definitiva del bono social de los ejercicios 2009 a 2012.

#### **5.4 Sobre el precio del alquiler de los contadores electrónicos con discriminación horaria y posibilidad de telegestión para consumidores domésticos**

Tal y como consta tanto en la propuesta de Orden como en su memoria justificativa, la Sentencia del Tribunal Supremo de 9 de mayo de 2013 ha declarado la nulidad de la disposición adicional segunda de la Orden ITC/2452/2011, relativa al precio de alquiler de los contadores electrónicos con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión para consumidores domésticos.

En concreto, la citada Sentencia declara la nulidad de la disposición no articulada por considerar que no resultaba debidamente motivada la fijación del precio de alquiler de los contadores con discriminación horaria, estimando que debido al *“tiempo transcurrido desde el citado informe [el informe de la CNE de 18 de junio de 2008 sobre el mandato establecido en la Orden ITC/3860/2007 relativo al precio de alquiler de los contadores electrónicos con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión] hasta que se dicta la Orden impugnada [más de tres años], tiene razón la actora cuando denuncia la falta de justificación de dichos precios”*.

Al respecto, el fundamento jurídico tercero de la Sentencia del Tribunal Supremo de 9 de mayo de 2013 añade lo siguiente:

*“No parece discutible, en efecto, que se trata de un plazo de tiempo lo suficientemente amplio como para considerar necesario que la Administración hubiese explicado en la elaboración de la Orden las razones que abonan la aceptación de aquella propuesta sin actualización de ningún tipo. Aunque el Abogado del Estado realiza un loable esfuerzo para ofrecer dicha justificación, la misma debía haberse producido en el momento oportuno, esto es, en el proceso de elaboración de la Orden, pues de lo contrario no parece sino una mera racionalización ex post facto de una decisión ya adoptada y cuyas razones se ignoran. Tanto más cuanto que la parte ha presentado a la Administración en su momento, así como también a este proceso, un estudio con propuestas notablemente diferentes, sin que la Administración haya en cambio solicitado o aportado prueba alguna que justifique una solución diversa.*

*En consecuencia, la completa falta de justificación en el expediente de las razones que han llevado a la Administración a asumir los precios propuestos en un informe de la Comisión Nacional de Energía de 2008 sin explicar ni dar indicación alguna sobre la vigencia de los mismos más de tres años después conduce a la estimación del recurso y a declarar la nulidad de la disposición adicional segunda de la Orden ITC impugnada en el presente recurso. Deberá, en consecuencia, la Administración fijar de nuevo dichos precios con la adecuada justificación.”*

La disposición adicional única de la propuesta de Orden viene a establecer el precio de alquiler de los contadores electrónicos en cuestión, coincidiendo exactamente con el fijado en la anulada disposición adicional segunda de la Orden ITC/2452/2011, tanto para los contadores monofásicos (0,81 euros/mes) como para los trifásicos (1,15 euros/mes). Con ello, la propuesta informada pretende proceder *“a dar cumplimiento a la citada Sentencia, entendiendo que la justificación de los precios de los alquileres de los contadores se encuentra en el Informe de la CNE sobre el mandato establecido en la Orden ITC/3860/2007 relativo al precio de alquiler de los contadores electrónicos con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión aprobado por el Consejo*

de la CNE con fecha 18 de junio de 2008”, según consta expresamente en el apartado 1.1 de la memoria justificativa.

Debido al tiempo transcurrido y a los avances tecnológicos producidos, así como a la instalación masiva de los equipos desde la realización del citado informe de la CNE de 18 de junio de 2008, se recomienda que el MINETUR encomiende a la CNMC la realización de un nuevo estudio, para que en el menor plazo posible, se cuantifiquen dichos costes en el momento actual. Mientras tanto, de forma transitoria se podrían tomar los costes fijados en 2008, convenientemente actualizados por el IPRI en función del destino económico del bien que corresponde.

Por lo que se refiere al contenido del apartado tercero de la disposición final única de la propuesta de Orden, se considera que los precios establecidos en los apartados 1 y 2 de la misma para el alquiler de los contadores electrónicos deben aplicarse a partir de la entrada en vigor de la Orden, al no apreciarse razón que justifique su retroacción a la fecha de 1 de julio de 2013.

### **5.5 Erratas**

En el artículo 3 se debería indicar que las cuotas destinadas a cubrir los costes con destino específico se establecen a partir de la entrada en vigor de la Orden, en lugar de a partir de 1 de enero de 2013.

## **ANEXO I. ESTIMACIÓN DE COSTES PARA LA REVISIÓN DE LOS PEAJES DE ACCESO AÑO 2013**

### **1. COSTE DE LOS PAGOS POR CAPACIDAD**

De acuerdo con la aplicación de la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2013, la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso y 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, se ha realizado la estimación de los costes derivados del derecho de cobro de pagos por capacidad para el año 2013.

Para ello se ha considerado, conforme a lo establecido en el Real Decreto-ley 9/2013, la reducción de la cuantía correspondiente al incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo para las instalaciones de producción conforme a lo establecido en el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, quedando así aquella fijada en 10.000 €/MW/año a partir del día 14 de julio de 2013.

Igualmente se ha considerado la aplicación del servicio de disponibilidad, para la totalidad del año 2013, conforme a los valores vigentes hasta la fecha.

Adicionalmente, se han tenido en cuenta las altas de unidades de bombeo con derecho a cobro de pagos por capacidad que tendrán lugar durante el año 2013, así como la finalización de los derechos de cobro en concepto de incentivo a la inversión para aquellas unidades cuyo plazo de cobro expire en dicho periodo.

Además se ha considerado que en 2013 todas las centrales acreditarán una potencia media disponible anual equivalente al 90 % de su potencia neta en las horas de los periodos tarifarios 1 y 2, a efectos del cobro del servicio de disponibilidad, salvo aquellas que hayan dejado de cobrarlo a lo largo de 2012, para las que se ha realizado el ajuste correspondiente.

Por último, se han tenido en cuenta los pagos por capacidad liquidados por el sistema durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2013.

A continuación se muestra la estimación para el año 2013 de los costes derivados de los derechos de cobro por incentivo a la inversión y servicio de disponibilidad, partiendo de dichos supuestos. De acuerdo con las hipótesis anteriores, el coste del pago por capacidad ascendería a 639 millones de euros, lo que resulta ligeramente inferior a la estimación incluida en la Memoria Económica de la Orden, debido esencialmente a pequeñas diferencias en las estimaciones de los pagos por disponibilidad, según lo expuesto en el siguiente cuadro.

#### **Pagos por capacidad estimados para el año 2013.**

Año 2013

Miles de €	Incentivo inversión	Pago disponibilidad	Total pago por capacidad
<b>Memoria económica de la Orden</b>	451.300	192.512	<b>643.812</b>
<b>Estimación CNE</b>	451.196	188.266	<b>639.463</b>

## 2. SOBRECOSTE DEL MECANISMO DE RESTRICCIONES POR GARANTÍA DE SUMINISTRO

Se estima que el sobrecoste resultante en 2013 de la aplicación del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro establecido en el Real Decreto 134/2010 asciende a 359 millones de euros.

### Coste del mecanismo de Restricciones por garantía de suministro en 2013

Año	Coste del mecanismo de restricciones por garantía de suministro (Miles €)
<b>2013</b>	<b>359.314</b>

Nota: Precios medios ponderados previstos: julio, 54,01 €/MWh; agosto, 53,35 €/MWh; septiembre, 54,49 €/MWh; octubre, 49,06 €/MWh; noviembre, 49,51 €/MWh; diciembre, 48,63 €/MWh (precio base futuros: julio, 52,44 €/MWh; agosto, 51,80 €/MWh; septiembre, 52,90 €/MWh; octubre, 47,63 €/MWh; noviembre, 48,07 €/MWh; diciembre, 47,21 €/MWh)

Los costes unitarios de generación son los establecidos en la Resolución de 18 de febrero de 2013.

Se han considerado los volúmenes de producción estimados en el plan anual mensualizado de REE del mes de julio. Al ser estos datos agregados, se han repartido por unidad según los volúmenes de producción previstos en la Resolución de 18 de febrero de 2013.

## 3. SOBRECOSTE DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN RÉGIMEN ESPECIAL

Se prevé que en 2013 el coste de la prima equivalente pagado a las instalaciones de producción en régimen especial (e instalaciones de régimen ordinario con régimen retributivo primado según el artículo 45 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo) ascienda a 9.596 millones de euros.

Esta cifra es sensiblemente superior a los 9.050 millones de euros estimados en el Informe 3/2013 de la CNE<sup>7</sup>; el principal motivo del aumento es la actualización de la mejor previsión disponible del precio medio de mercado para 2013, que a la fecha de redacción de dicho Informe 3/2013 era de 51,19 €/MWh, de acuerdo con las cotizaciones de futuros OMIP a febrero de 2013 para productos con entrega 2013, y que disminuye ahora hasta los 43,67 €/MWh, de acuerdo con el promedio de

<sup>7</sup> Informe 3/2013 de la CNE sobre la Propuesta de Orden 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 (aprobado por el Consejo en su sesión de 12 de febrero de 2013).

los precios medios mensuales ya registrados y las cotizaciones de futuros OMIP a fecha 16 de julio de 2013 para productos con entrega en 2013. Los precios medios del mercado diario en el primer semestre han sido marcadamente inferiores a los en su día previstos, debido fundamentalmente a la extraordinaria eolicidad e hidraulicidad en los primeros meses del año.

Además de la variación en la estimación del precio del mercado diario, se ha tenido en cuenta la aplicación de lo establecido por la disposición transitoria tercera del repetido Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio<sup>8</sup>:

- Se ha considerado la liquidación a efectuar, con carácter de pago a cuenta, de los conceptos retributivos devengados por las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Se ha considerado la eliminación del complemento de eficiencia y de la bonificación por energía reactiva.

Por otra parte, se han mantenido las restantes hipótesis consideradas en las últimas previsiones de prima equivalente, entre ellas:

- Se ha tenido en cuenta un factor de corrección aplicable al precio medio de mercado en función de la distribución de las horas de funcionamiento de cada tecnología, así como las penalizaciones propias por desvíos.
- Para la incorporación de nueva potencia instalada en tecnología eólica y solar termoeléctrica se ha considerado lo ya comprometido en las diversas fases correspondientes al registro de preasignación.
- Se ha tenido en cuenta la limitación de horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas establecida en el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre.

---

<sup>8</sup> “1. No obstante lo establecido en la disposición derogatoria única.2 (...), el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, (...) y [en] el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, se aplicarán con carácter transitorio hasta la aprobación de las disposiciones necesarias para la plena aplicación del real decreto a que hace referencia la disposición final segunda del presente real decreto-ley, **a excepción del artículo 28 y del porcentaje de bonificación por cumplimiento en el rango del factor de potencia entre 0,995 inductivo y 0,995 capacitivo recogido en el anexo V del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.**”

“2. El organismo encargado de la liquidación **abonará, con carácter de pago a cuenta, los conceptos liquidables devengados por las instalaciones de régimen especial, y aquellas de régimen ordinario con régimen retributivo primado al amparo de Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, en aplicación de lo previsto en los referidos reales decretos.**”

TECNOLOGÍA	Potencia a 31/12/2013 (MW)	Energía liquidada 2013 (GWh)	Horas de utilización 2013	Prima equivalente unitaria 2013 (cent€/kWh)	Prima equivalente total 2013 (millones de €)
<b>TOTAL COGENERACIÓN</b>	6.314	27.122	4.296	7,36	1.997
<b>TOTAL SOLAR FV</b>	4.405	7.151	1.623	40,24	2.877
<b>TOTAL SOLAR TE</b>	2.521	4.778	1.895	25,18	1.203
<b>TOTAL EÓLICA</b>	24.188	54.943	2.271	4,27	2.344
<b>HIDRÁULICA</b>	2.064	6.509	3.154	4,32	281
<b>BIOMASA</b>	779	4.777	6.135	7,52	359
<b>RESIDUOS</b>	576	2.532	4.398	2,93	74
<b>TRAT.RESIDUOS</b>	658	4.440	6.747	10,37	461
<b>Total</b>	<b>41.505</b>	<b>112.252</b>	<b>2.705</b>	<b>8,55</b>	<b>9.596</b>

- En consecuencia, en el caso de las energías renovables, la cogeneración y los residuos, considerando el precio del mercado que figura en la memoria de la propuesta de Orden de 41,69 €/MWh, se obtiene una prima equivalente en 2013 de 10.052 M€. Si además se eliminan los complementos de eficiencia y de energía reactiva estimados en 247 M€ desde la entrada en vigor del RDL 3/2013, se obtiene un total de 9.805 M€. No obstante lo anterior, habría que añadir el impacto de las medidas incluidas en el artículo 1 del mismo RDL que no han podido ser evaluadas por precisar el mismo de un desarrollo normativo posterior de un RD y de una Orden ministerial. El Ministerio evalúa un impacto total del RDL 9/2013 de 750 M€ en 2013, según la Disposición Derogatoria única y la DT 3ª, por lo que estaría evaluando el impacto de las medidas incluidas en mencionado el artículo 1 en 503 M€ durante el periodo 14 de julio a 31 de diciembre de 2013. No obstante, teniendo en cuenta la elevada volatilidad mostrada hasta ahora en el precio de mercado, para un precio medio del mercado algo superior, de 43,67 €/MWh, conforme a las cotizaciones de OMIP de 16 de julio de 2013, la prima total ascendería a 9.842 M€, que al considerar la eliminación de los 247 M€ correspondiente a los complementos, se reduce a 9.596 M€ en 2013.

#### 4. SOBRECOSTE DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN RÉGIMEN ORDINARIO EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES Y EXTRAPENINSULARES (SEIE)

Se prevé que en 2013 el coste de la compensación pagada a las instalaciones de producción en régimen ordinario en los SEIE ascienda a 1.806 millones de euros. Esta cifra es en 51 millones de euros superior a los 1.755 millones de euros estimados en el Informe 3/2013 de la CNE. En la tabla que sigue se comparan los cálculos realizados entonces con la presente revisión.

De un lado, el volumen de la producción SEIE prevista es menor, pues si bien la estimación de la demanda apenas ha variado, ha crecido la previsión del OS de utilización de la interconexión Península-Mallorca, programada casi exclusivamente en sentido importador, desde la Península hacia el sistema insular Mallorca-Menorca. También se ha reducido la estimación del coste de las desviaciones por derechos de emisión, ante la fuerte caída del precio de los derechos de CO<sub>2</sub>.

De otro lado, la caída del precio medio peninsular, tanto del registrado en el primer semestre como, en menor medida, del esperado para el segundo semestre de 2013 (PMP = 50,01 €/MWh), ha elevado el importe unitario de la compensación, al crecer la diferencia entre los costes de producción en los SEIE y en la Península.

En el resultado conjunto de uno y otro efecto el dominante es la reducción del precio medio horario del mercado peninsular. Esto conduce a que la compensación prevista para 2013 se eleve a 1.806 millones de euros, implicando una subida de la compensación prevista en octubre de 2012 en cerca de un 3% (51 millones de euros).

Balance de costes e ingresos en los SEIE en 2013, previsión en octubre 2012		Balance de costes e ingresos en los SEIE en 2013, previsión en julio 2013		
Producción prevista en RO, GWh	14.177	Producción prevista en RO <sup>o</sup> , GWh	12.786	
Interconexión Península - Mallorca, GWh	450	Interconexión Península - Mallorca, GWh	1.602	
<b>Total, GWh</b>	<b>14.627</b>	<b>Total, GWh</b>	<b>14.387</b>	
<b>Ingresos previstos por ventas de energía al PMP a comercializadores y clientes cualificados (liquidación OS)</b> [Suponiendo PMP = 54,3 €/MWh para 2013 + apuntamiento SEIE = 71,59 €/MWh]	<b>1.015</b>	<b>Ingresos previstos por ventas de energía al PMP a comercializadores y clientes cualificados (liquidación OS)</b> [Suponiendo PMP = 50,01 €/MWh en período jul - dic 2013 + apuntamiento SEIE = 65,93	<b>805</b>	
<b>Coste total de compensación SEIE</b>	Comp. SEIE prevista, M€	1.641	Comp. SEIE prevista, M€	1.751
	Costes previstos adicionales, M€	114	Costes previstos adicionales, M€	55
	Coste de grupos generación en alquiler, M€	3	Coste de grupos generación en alquiler, M€	3
	Desviaciones de derechos emisión, M€ [Cotización futuros EUA-Dic2013 el 29/06/2012 = 8,78 €/tCO <sub>2</sub> ]	99	Desviaciones de derechos emisión, M€ [Cotización futuros EUA-Dic2013 el 31/05/2013 = 3,95 €/tCO <sub>2</sub> ]	40
	Coste adicional de comb. de apoyo, M€	12	Coste adicional de comb. de apoyo, M€	12
	<b>TOTAL COMPENSACIÓN, M€</b>	<b>1.755</b>	<b>TOTAL COMPENSACIÓN, M€</b>	<b>1.806</b>
<b>Total costes de generación RO en SEIE, M€</b>	<b>2.770</b>	<b>Total costes de generación RO en SEIE, M€</b>	<b>2.611</b>	